

IMPACTO ECONÔMICO DA GOVERNANÇA AMBIENTAL DO BRASIL PARA O SETOR DE PETRÓLEO E GÁS



AUTORIA

Este estudo foi realizado por pesquisadores e professores vinculados aos grupos de pesquisa de Direito Regulatório e de Economia Empírica do Instituto Brasileiro de Ensino, Desenvolvimento e Pesquisa – IDP, com apoio do Instituto Pensar Energia.

COORDENADORES

Rose Mirian Hofmann

Thiago Costa Monteiro Caldeira

DEMAIS AUTORES

Danny de Castro Soares

Felipe Fernandes Reis

Mathias Schneid Tessmann

Rafael Richter Oliveira da Silva

Rogério Boueri Miranda



SUMÁRIO

1	Introdução	13
1.1	Objetivo do Estudo	13
1.2	Escopo das Análises Realizadas	13
1.3	Empreendimentos Considerados para Realização do Estudo	14
1.5	Bases Informacionais Utilizadas	15
1.6	Estrutura do Estudo	16
2	Governança Ambiental no Setor de O&G.....	17
2.1	Escopo e Objetivos da Governança Ambiental no Setor de O&G	18
2.2	Experiência Internacional	24
2.3	Síntese das Boas Práticas Identificadas	25
3	Governança Ambiental no Setor de O&G no Brasil	26
3.1	Diretrizes Ambientais na Regulação Setorial	31

SUMÁRIO

3.2	Principais Entidades Envolvidas e Campos de Atuação	3 2
3.3	Principais Licenças e Autorizações	3 6
3.4	Medidas preventivas, mitigadoras e compensatórias	4 2
3.5	Etapas e prazos dos Processos de Licenciamento	4 3
3.6	Fatores Críticos do Licenciamento Ambiental	5 7
3.6.1	Estudos Ambientais	5 9
3.6.2	Participação social	6 6
3.6.3	Das vistorias técnicas	6 7
3.6.4	Da decisão	6 8
3.6.5	Matriz de Responsabilidades	7 1
3.6.6	Condicionantes e Outros Fatores Críticos	7 8
3.7	Gestão, Monitoramento e Fiscalização Ambiental	8 1

SUMÁRIO

3.8	Síntese das ineficiências da governança ambiental no Brasil	84
-----	---	----

4	Avaliação de Impactos Econômicos e Sociais	91
---	--	----

4.1	Relevância Econômico-Social do Setor de O&G para o Brasil	91
-----	---	----

4.1.1	Produção	91
-------	--------------------	----

4.1.2	Participação no PIB	98
-------	-------------------------------	----

4.1.3	Participação na Balança Comercial	99
-------	---	----

4.1.4	Geração de Emprego (diretos, indiretos e induzidos)	100
-------	---	-----

4.1.5	Pagamento de Impostos e Royalties	102
-------	---	-----

4.2	Principais implicações da Governança Ambiental sobre o Setor de O&G	105
-----	---	-----

4.2.1	Tempo para obtenção das licenças necessárias ao início das atividades	106
-------	---	-----

4.2.2	Incerteza do processo	107
-------	---------------------------------	-----

SUMÁRIO

4.2.3 Cálculo do impacto dos atrasos e incerteza... **1 0 7**
no Licenciamento Ambiental sobre o valor
dos projetos

4.3 Impactos Econômico-Sociais **1 1 8**

Descrição Geral do Modelo de Matriz

4.3.1 Insumo-Produto e sua aplicação em **1 1 8**
Políticas Públicas

Análise de impacto da otimização

4.3.3 regulatória no setor O&G na produção, **1 2 9**
renda e emprego.

5 Considerações Finais **1 4 7**

Anexo - A metodologia da Matriz de
Insumo-Produto **1 5 1**

Bibliografia **1 6 1**



FIGURAS

Figura 1	Principais Entidades Envolvidas e Campos de Atuação	2 8
Figura 2	Principais Licenças e Autorizações	3 0
Figura 3	Medidas preventivas, mitigadoras e compensatórias	3 4
Figura 4	Etapas e prazos dos Processos de Licenciamento	3 9
Figura 5	Fatores Críticos do Licenciamento Ambiental	4 6
Figura 6	Estudos Ambientais	4 7
Figura 7	Participação social	4 8
Figura 8	Das vistorias técnicas	5 2
Figura 9	Da decisão	5 3
Figura 10	Matriz de Responsabilidades	5 4
Figura 11	Condicionantes e Outros Fatores Críticos.	5 5
Figura 12	Gestão, Monitoramento e Fiscalização Ambiental	5 6

FIGURAS

Figura 13	Decomposição do Multiplicador Total de Produção	1 5 7
------------------	---	--------------

Figura 14	Decomposição do Multiplicador Total de Produção Truncado	1 5 7
------------------	--	--------------

QUADROS

Quadros 1	Fases da estruturação de projetos de óleo e gás offshore	4 5
------------------	--	------------

Quadros 2	Estrutura do Sisnama e suas atribuições	7 2
------------------	---	------------

Quadros 3	Órgãos e entidades envolvidos no processo de licenciamento ambiental federal	7 6
------------------	--	------------

GRÁFICOS

Gráfico 1	Produção Mensal de Petróleo e Gás no Brasil	9 4
------------------	---	------------

Gráfico 2	Produção de Petróleo e Gás no Campo de Tupi	9 5
------------------	---	------------

GRÁFICOS

Gráfico 3	Produção por Ambiente	96
Gráfico 4	Extração de Petróleo e Gás Natural no Brasil (em milhões de Reais)	99
Gráfico 5	Participação das Exportações	100
Gráfico 6	Salário Médio Mensal recebido em 2021 . . .	101
Gráfico 7	Postos de Trabalho no Segmento de O&G	102
Gráfico 8	Participação percentual do setor O&G (0680) no Valor Bruto da Produção total	124
Gráfico 9	Multiplicador do Valor Bruto da Produção do setor de O&G no modelo aberto e fechado	125
Gráfico 10	Efeito anual no Valor Bruto da Produção em razão dos atrasos ocasionados pela ineficiência regulatória no setor de O&G (R\$ milhões)	131
Gráfico 11	Efeito direto, indireto e induzido no Valor Bruto da Produção em razão dos atrasos ocasionados pela ineficiência regulatória no setor de O&G (R\$ milhões) - Total em 6 anos	132

GRÁFICOS

Gráfico 12

Efeitos setoriais direto, indireto e induzido no Valor Bruto da Produção em razão dos atrasos ocasionados pela ineficiência regulatória no setor de O&G (R\$ milhões)134

Gráfico 13

Efeito anual na renda em razão dos atrasos ocasionados pela ineficiência regulatória no setor de O&G (R\$ milhões)136

Gráfico 14

Efeito direto, indireto e induzido na renda em razão dos atrasos ocasionados pela ineficiência regulatória no setor de O&G (R\$ milhões) - Total em 6 anos137

Gráfico 15

Efeitos setoriais direto, indireto e induzido na renda em razão dos atrasos ocasionados pela ineficiência regulatória no setor de O&G (R\$ milhões)138

Gráfico 16

Efeito anual no emprego em razão dos atrasos ocasionados pela ineficiência regulatória no setor de O&G (números de postos de trabalho)140

Gráfico 17

Efeitos setoriais direto, indireto e induzido no emprego em razão dos atrasos ocasionados pela ineficiência regulatória no setor de O&G (número de postos de trabalho)141

GRÁFICOS

Gráfico 18	Efeito anual na arrecadação de impostos em razão dos atrasos ocasionados pela ineficiência regulatória no setor de O&G (R\$ milhões)	144
Gráfico 19	Perda setoriais de impostos em razão dos atrasos ocasionados pela ineficiência regulatória no setor de O&G (em R\$ milhões)	145

TABELAS

Tabela 1	Evolução da Produção de Petróleo no Brasil	93
Tabela 2	Estimativa de Arrecadação de Royalties.	103
Tabela 3	Estimativa de Participações Especiais.	104
Tabela 4	Estimativas de Royalties	104
Tabela 5	Estimativas de Participações Especiais	105
Tabela 6	Variáveis para o cálculo dos betas ajustados das companhias do setor de óleo e gás no Brasil – 31/12/2024	113

TABELAS

Tabela 7	Betas ajustados das companhias do setor de óleo e gás no Brasil – 31/12/2024	1 1 3
Tabela 8	Cálculo do custo de capital ponderado pelo risco do setor de óleo e gás no Brasil e do benchmark	1 1 5
Tabela 9	BC Fluxos estimados de investimento em exploração e produção de óleo e gás no Brasil entre 2025 e 2029	1 1 6
Tabela 10	Valor atual dos fluxos de investimentos descontados pelo WACC de benchmark e pelo WACC do setor no Brasil com atrasos de 6, 12, 18 e 24 meses em bilhões de R\$	1 1 7
Tabela 11	Perdas anuais de investimento	1 2 1
Tabela 12	Demandantes do setor de O&G em participação (%)	1 2 7
Tabela 13	Fornecedores do setor de O&G em participação (%)	1 2 9
Tabela 14	Efeitos Direto, Indireto e Total - Produção	1 3 0
Tabela 15	Efeitos Direto, Indireto e Total - Renda	1 3 5

TABELAS

Tabela 16 Efeitos Direto, Indireto e Total - Empregos . . . **1 3 9**

Tabela 17 Efeitos sobre os Impostos. **1 4 3**

Tabela 18 Exemplo simplificado da matriz de
insumo-produto **1 5 2**

1. INTRODUÇÃO

1.1 OBJETIVO DO ESTUDO

O presente estudo tem como objetivo central fornecer uma análise estruturada da governança ambiental vigente no setor de petróleo e gás (O&G) no Brasil, apresentando os principais impactos econômicos e sociais decorrentes da atuação estatal sobre a sociedade. Em particular, busca-se compreender como os processos regulatórios ambientais, especialmente os relacionados ao licenciamento ambiental, influenciam variáveis estratégicas, como decisões de investimento, níveis de produção, geração de emprego e renda, desenvolvimento da cadeia produtiva e arrecadação fiscal. Ao final, propõem-se medidas para aprimoramento da governança ambiental do setor que podem contribuir para a promoção do equilíbrio entre a proteção ambiental e o crescimento econômico sustentável.

1.2 ESCOPO DAS ANÁLISES REALIZADAS

O escopo das análises realizadas abrange uma avaliação sobre as práticas e regulamentos ambientais aplicáveis à exploração e produção de petróleo e gás no Brasil, comparando-as a experiências internacionais relevantes e quantificando os impactos socioeconômicos dessa governança. Com isso, estão incluídos no escopo deste estudo:

- Apresentação e discussão das melhores práticas internacionais;



- Avaliação da estrutura regulatória vigente e da governança ambiental brasileira;
- Análise e avaliação do setor na economia brasileira;
- Avaliação do impacto econômico-social em termos de produção, participação no PIB, emprego, renda e arrecadação tributária resultantes dos processos de licenciamento ambiental e das incertezas regulatórias;
- Discussão sobre aprimoramentos da governança ambiental brasileira.

1.3 EMPREENDIMENTOS CONSIDERADOS PARA REALIZAÇÃO DO ESTUDO

Para os cálculos e diagnósticos deste estudo, consideram-se as atividades de pesquisa, exploração e produção do setor de petróleo e gás no Brasil, inclusive para o cálculo dos impactos quantitativos da governança do setor. Especificamente, analisam-se previsões de investimentos offshore e onshore apresentadas pelos contratados nos Programas Anuais de Trabalho e Orçamento (PAT) e Programas Anuais de Produções (PAP), divulgados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), e enquadrados na atividade CNAE 0680, que se refere ao setor de Óleo e Gás (O&G).

1.4 PERÍODO DAS ANÁLISES REALIZADAS

Em termos de análise do setor, o período analisado compreende os anos 2000 a 2024. Para os cálculos realizados, utilizam-se os dados do Sistema de Contas Nacionais entre 2010-2021 para calibração dos modelos e os dados da ANP de projeções de investimentos entre 2025 e 2029. Os períodos escolhidos permitem a observação de ciclos completos

de investimento, produção e retorno econômico, além de possibilitar uma projeção confiável dos cenários futuros com base em tendências atuais capturadas pelos modelos utilizados.

1.5 BASES INFORMACIONAIS UTILIZADAS

As bases informacionais utilizadas neste estudo incluem:

- Dados históricos e projeções da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP);
- Documentos produzidos pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA);
- Informações econômicas e financeiras extraídas da plataforma Economática, retorno médio dos ativos da B3, Sistema de Expectativas de Mercado do Banco Central do Brasil;
- Fluxos previstos de investimento na atividade de óleo e gás da ANP;
- Matrizes Insumo-Produto (MIP) anuais compatíveis com o Sistema de Contas Nacionais (SCN), abrangendo o período de 2010 a 2021, do IBGE;
- RAIS (Relação Anual de Informações Sociais) do MTE (Ministério do Trabalho e Emprego);
- Documentação técnica e normativas nacionais (Conama, MMA, ANP, IBP, TCU, Iphan, Incra, Funai, ICMBIO).

1.6 ESTRUTURA DO ESTUDO

Este documento está estruturado em cinco capítulos, incluindo esta Introdução, que apresenta a contextualização do tema, os objetivos específicos, o escopo abrangido, os

empreendimentos analisados, o período considerado nas análises, as bases informacionais utilizadas e a estrutura geral do estudo.

Em seguida, o Capítulo 2 trata da governança ambiental no setor de petróleo e gás em nível mundial, realizando uma avaliação comparativa das práticas internacionais e elencando as melhores práticas do setor - com especial foco nos processos de licenciamento ambiental.

O Capítulo 3, por sua vez, dedica-se à análise da governança ambiental especificamente no contexto brasileiro, detalhando as diretrizes regulatórias existentes, as principais entidades envolvidas, as etapas críticas dos processos de licenciamento e os desafios enfrentados pelo setor no país.

O Capítulo 4 aborda a avaliação dos impactos econômicos e sociais decorrentes da governança ambiental, examinando os efeitos dessa governança sobre investimentos, produção, geração de emprego e arrecadação fiscal. Para isso, utilizam-se modelos econômicos como a Matriz Insumo-Produto e o CAPM (Modelo de Precificação de Ativos de Capital) para quantificar perdas econômicas causadas por atrasos e incertezas regulatórias derivadas do arcabouço normativo brasileiro.

Por fim, o Capítulo 5 apresenta as conclusões do estudo, sintetizando os principais achados, propondo medidas para aprimorar a governança ambiental e realizando considerações finais sobre a importância estratégica da eficiência regulatória para o desenvolvimento sustentável do setor de petróleo e gás no Brasil.

2. GOVERNANÇA AMBIENTAL NO SETOR DE O&G

O desenvolvimento de novos projetos de exploração e produção de óleo e gás offshore no Brasil tem passado por desafios expressivos relacionados à incerteza no licenciamento ambiental das fases iniciais desses projetos, especialmente quando localizados em novas fronteiras de exploração.

Parte dessa incerteza tem sido atribuída à fragilidade da governança ambiental em uma escala mais estratégica, que antecede a escala de projeto. Essa governança contempla tanto a definição das atividades permitidas e proibidas em recortes geográficos específicos no território, como também a definição de atribuições claras de cada ente público e privado sobre a gestão socioambiental dos impactos diretos e indiretos do setor.

Diante de um cenário de incertezas de prazos e escopo das exigências ambientais, diferentes estudos vêm sendo desenvolvidos a fim de encontrar o melhor modelo para a realidade brasileira, buscando inspiração em outros setores relevantes, como o setor elétrico nacional, assim como em práticas internacionais bem-sucedidas.

Merece destaque, nesse contexto, um estudo

amplo divulgado em 2020, que apontou caminhos para o licenciamento ambiental de petróleo e gás offshore avançar no Brasil. O estudo foi realizado pela Consultoria Arcadis Logos, com recursos doados pelo Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) ao Programa de Parcerias de Investimentos (PPI) do Governo Federal, no âmbito da Cooperação Técnica nº ATN/OC-16518-BR.

Esse estudo e outras fontes que serão citadas ao longo deste trabalho têm objetivos convergentes em direção ao fortalecimento da governança ambiental do setor de O&G offshore, quais sejam: trazer segurança jurídica, transparência e previsibilidade aos processos de licenciamento ambiental; antecipar a consideração da variável ambiental nas etapas iniciais de planejamento setorial; e criar um ambiente de negócios favorável, com equilíbrio na distribuição de ônus e benefícios da exploração e produção de O&G.

2.1. ESCOPO E OBJETIVOS DA GOVERNANÇA AMBIENTAL NO SETOR DE O&G

A governança ambiental no setor de petróleo e gás tem como escopo principal a gestão integrada e coordenada das atividades relacionadas à exploração, produção e comercialização desses recursos, com foco na sustentabilidade e na minimização dos impactos ambientais. Esse sistema envolve um conjunto de leis, normas, políticas e práticas que regulam a atuação dos diversos atores envolvidos, incluindo órgãos governamentais, empresas e a sociedade civil, buscando garantir que as operações do setor sejam realizadas de

forma responsável e ambientalmente adequada.

Essa governança tem como objetivo principal promover a exploração dos recursos naturais de forma sustentável, equilibrando o desenvolvimento social e econômico com a necessária proteção ambiental, o que depende diretamente da integração e coerência entre diversas políticas públicas e diversos interesses que incidem em um mesmo território.

Para que a governança ambiental seja efetiva, alguns aspectos chave merecem atenção, com destaque para o arcabouço normativo, o arranjo institucional, os instrumentos técnicos de avaliação e gestão dos impactos socioambientais, os espaços e mecanismos de participação social e os meios de integração e harmonização da política setorial de petróleo e gás com as outras políticas que interagem com ela.

O desequilíbrio ou a disfunção verificada em qualquer um desses aspectos tende a gerar perda de eficiência na implementação dos projetos, provocada pela instabilidade jurídica e imprevisibilidade nos fluxos de estruturação dos investimentos. Daí a necessidade de investir sistematicamente no aprimoramento da governança ambiental do setor.

No Brasil, o licenciamento tem sido apontado como o principal instrumento da Política Nacional do Meio Ambiente, tanto pela importância para o desenvolvimento de atividades econômicas sustentáveis como pelo fato de incorporar sistematicamente funções incrementais diante da inoperância de instrumentos de planejamento mais estratégicos.

O que se verifica é que, enquanto em ambientes com gestão mais madura os aspectos ambientais são

considerados ainda na fase de concepção das políticas, planos e programas governamentais, no Brasil tem se deixado a cargo do licenciamento a quase totalidade da análise ambiental dos projetos.

A consideração de fatores ambientais tornou-se uma preocupação no processo de planejamento e tomada de decisão em políticas, planos e programas do governo federal desde que essa abordagem começou a fazer parte da política do Banco Mundial. Em 1987, essa instituição multilateral de investimentos estabeleceu que “questões ambientais devem ser consideradas como parte de toda política econômica, em vez de ser somente projeto por projeto” (Banco Mundial, 1987 apud Acórdão 464/2004-TCU-Plenário)¹. Também a Conferência das Nações Unidas para o Meio Ambiente e Desenvolvimento, de 1992, reconheceu a necessidade de considerar as questões ambientais no nível estratégico.

Como bem ponderado pelo Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima (MMA), em publicação de 2002 (BRASIL, 2002)², o licenciamento e a avaliação de impacto ambiental (nesse ponto entendida como AIA de projeto) são instrumentos cujos objetivos limitam-se a subsidiar as decisões de aprovação de projetos de empreendimentos individuais, e não os processos de planejamento e as decisões políticas e estratégicas que os originam. A necessidade de enfrentar situações conflituosas em termos do uso dos recursos, da ocupação territorial e da proteção ambiental de forma mais ampla remetem a atenção à AAE, que é, reconhecidamente, o instrumento de política ambiental adequado para promover a articulação das várias dimensões de uma dada política, plano ou

programa de desenvolvimento, permitindo o mapeamento de riscos e oportunidades estratégicas.

A importância da AAE foi muito bem descrita pela Secretaria de Assuntos Estratégicos – SAE (2009)³ no excerto a seguir:

Na Administração Pública brasileira, os impactos ambientais provocados pelo empreendimento são aferidos e levados em consideração, com a profundidade devida, em momento posterior ao planejamento de ações, à realização de estudos específicos e mesmo à formulação dos projetos básicos. Não há planejamento ambiental, e o meio ambiente é frequentemente visto como mais uma das etapas no árduo e longo caminho para se concretizar um empreendimento de infraestrutura.

¹ BRASIL. Tribunal de Contas da União. Acórdão 464/2004-TCU-Plenário, referente ao Processo TC 000.876/2004-5). Disponível em:

<http://www.tcu.gov.br/Consultas/Juris/Docs/judoc/Acord/20040512/TC%20000.876.doc>.

² BRASIL. Ministério do Meio Ambiente. Avaliação ambiental estratégica. Brasília: MMA/SQA, 2002. 92p. Disponível em:

http://www.mma.gov.br/estruturas/sqa_pnla/_arquivos/aae.pdf.

³ BRASIL. Secretaria de Assuntos Estratégicos da Presidência da República (SAE). Licenciamento ambiental: documento para discussão, versão preliminar. Disponível em:

<http://www.robertounger.com/pt/wp-content/uploads/2017/01/licenciamento-ambiental.pdf>.

Não existe no país um foro, em nível nacional, que debata e defina as prioridades de investimento em infraestrutura e de preservação ambiental. Na prática, os ministérios travam embate dentro do governo, no Congresso e na mídia, para fazer valer, em cada caso e pontualmente, suas prioridades.

A avaliação ambiental estratégica é um mecanismo que insere a variável ambiental precisamente no momento de planejamento de políticas de construção de infraestrutura. A sua adoção por um país ou por uma instituição decisória denota maturidade política, na medida em que é um passo essencial para o desenvolvimento sustentável. Isso requer, todavia, leve alteração nos processos de tomada de decisão do Poder Executivo.

A primeira abordagem relevante do Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima (MMA) sobre o tema avaliação ambiental estratégica data de 2002, e consistiu na apresentação de estudo direcionado a profissionais do governo e da iniciativa privada, com o objetivo de motivar os meios acadêmicos e governamentais para o seu desenvolvimento e adoção gradual no âmbito dos processos de planejamento dos diferentes setores de governo.

Importa mencionar, nesse tema, que mesmo nos idos de 2002 já se sabia da relevância do contexto e do arranjo institucional para a eficácia da AAE, conforme se observa no seguinte excerto:

AAE tem natureza política e de decisão, mais do que técnica. Deste modo, o contexto institucional

em que se aplica é fundamental para a sua eficácia. Um dos princípios diretores essenciais da AAE é, portanto, a identificação do quadro de funções e responsabilidades das instituições envolvidas, assim como suas inter-relações, para que as avaliações ambientais das propostas de estratégia sejam conduzidas de forma efetiva. As regras básicas devem estar definidas em regulamento geral, mesmo quando o quadro institucional e legal em vigor e a natureza da decisão a ser tomada indiquem que se devem adotar formas e procedimentos de AAE meramente indicativos. (BRASIL, 2002, p. 17)

Também à época já se sabia que a AAE seria mais bem assimilada se integrada de forma harmônica ao processo de planejamento, sem a criação de nova etapa que viesse a ser similar ao licenciamento ambiental. Assim se justifica a tese:

Outro conjunto essencial de princípios diretores da AAE refere-se aos procedimentos, ou seja, à definição das formas, à sequência das etapas e seus respectivos prazos, ao conteúdo e a outros aspectos operacionais da AAE, que devem ser adaptáveis, o mais que for possível, aos processos correntes de planejamento e decisão. É mais útil integrar os referidos procedimentos a estes processos, introduzindo elementos de avaliação nos seus conteúdos estratégicos, do que submetê-los a outras rotinas processuais, diferentes e independentes, o que aumentaria ainda mais a complexidade da AAE. (BRASIL, 2002, p. 17)

O referido estudo defende que a AAE deve ser empregada na avaliação de políticas, planos e programas governamentais de desenvolvimento:

- de algum espaço institucional: país, região, Unidade da Federação, município, área de concessão de uma dada instituição, ou qualquer outro corte territorial estabelecido em sistema de planejamento que implique atividade pública ou privada;
- de algum setor da produção, podendo envolver:
 - (a) os mais variados segmentos da economia, dos Setores Primário, Secundário ou Terciário;
 - (b) um setor de infraestrutura (energia, transportes, telecomunicações, turismo, entre outros);
 - (c) setores de governo de natureza social (educação, saúde, saneamento básico, etc.);
 - e (d) setores ligados à informação e ao conhecimento, entre tantos outros, sempre identificados como um ramo de atividade.

No setor de O&G, enquanto a Avaliação Ambiental de Área Sedimentar (AAAS) não se desenvolve no ritmo esperado, a manifestação conjunta tem cumprido o papel de promover uma análise estratégica da oferta de blocos e de emitir diretrizes para o licenciamento ambiental.

2.2. EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL

O estudo realizado pela Arcadis (2020) apresenta um comparativo dos processos de licenciamento ambiental do setor de O&G offshore no Brasil com os processos equivalentes no Reino Unido, Estados Unidos, Austrália, México e Noruega.

O estudo selecionou e discutiu boas práticas com potencial de aplicação ao contexto brasileiro, incluindo a adoção de avaliações ambientais estratégicas,

estruturação de repositório de documentos do licenciamento ambiental, utilização de dados e informações provenientes de outras avaliações ambientais, realização de consulta a partes interessadas para a definição do escopo, inclusão da avaliação de impactos cumulativos, estabelecimento de diretrizes internas para a análise técnica dos estudos ambientais e consulta de outros órgãos na análise dos estudos ambientais.

2.3.SÍNTESE DAS BOAS PRÁTICAS IDENTIFICADAS

A partir dos estudos sobre as boas práticas internacionais que podem contribuir para o aperfeiçoamento do licenciamento ambiental do setor de óleo e gás no Brasil, destacam-se as seguintes recomendações (Arcadis, 2020):

- Adoção de avaliações ambientais de caráter estratégico para subsidiar o planejamento do setor;
- Criação e manutenção de repositórios públicos e de fácil acesso dos documentos relacionados aos processos de avaliação de impacto ambiental (AIA) e dos estudos ambientais elaborados;
- Utilização dos dados disponíveis no Banco de Dados Ambientais (BDA)⁴ em futuras avaliações ambientais e atualização sistemática do banco;
- Utilização de dados e informações provenientes de avaliações ambientais anteriores, na elaboração de novos projetos;
- Realização da Análise de Impacto Regulatório quando da revisão do arcabouço normativo aplicado ao licenciamento ambiental do setor, garantindo-

⁴ <https://libgeo.univali.br/bandar/pt-br>

se a participação dos atores interessados nesse processo;

- Elaboração de guia técnico e procedimental de licenciamento e para os empreendedores; e
- Elaboração de matrizes de causa e efeito para cada atividade de exploração e produção de petróleo e gás offshore.

3. GOVERNANÇA AMBIENTAL NO SETOR DE O&G NO BRASIL

No Brasil, a análise da variável ambiental no setor de O&G ocorre em duas etapas principais: a primeira no planejamento da outorga de áreas (abordagem estratégica) e a segunda no licenciamento ambiental (escala de projeto).

No planejamento de outorga de áreas, a internalização da variável ambiental no processo decisório pode ocorrer de duas formas: pela Avaliação Ambiental de Área Sedimentar (AAAS) ou, na sua ausência, pela manifestação conjunta.

Nos termos da Portaria Interministerial MME/MMA nº 198, de 5 de abril de 2012, a AAAS é definida como o:

processo de avaliação baseado em estudo multidisciplinar, com abrangência regional, utilizado pelos Ministérios de Minas e Energia e do Meio Ambiente como subsídio ao planejamento estratégico de políticas públicas, que, a partir da análise do diagnóstico socioambiental de determinada área sedimentar e da identificação dos potenciais impactos socioambientais associados às atividades ou empreendimentos de exploração e produção de petróleo e gás natural, subsidiará a classificação da aptidão da área avaliada para o desenvolvimento das referidas atividades ou empreendimentos, bem como a definição de recomendações a serem integradas aos processos decisórios relativos à outorga de blocos exploratórios e ao respectivo licenciamento ambiental.

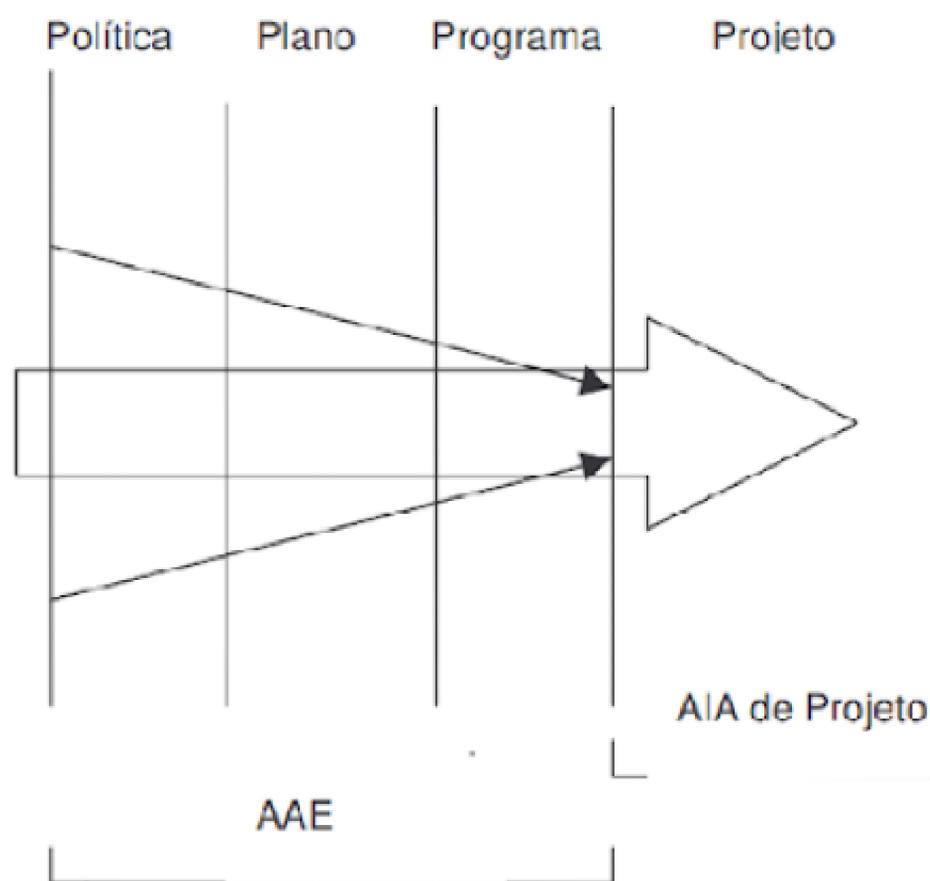
A AAAS é, portanto, uma espécie de avaliação ambiental estratégica (AAE) e, embora a lei da Política Nacional do Meio Ambiente não traga menção expressa a esse termo, o instrumento pode ser considerado contemplado no dispositivo que institui a avaliação de impacto ambiental.

Como bem descreve Nicolaidis (2005, p. 5)⁵, corroborada por Oliveira (2014, p. 80)⁶, a AAE pode ser caracterizada como uma espécie do gênero AIA, que privilegia a sua aplicação em níveis estratégicos de decisão, facilitando a avaliação individual dos projetos implantados como resultado dos planos e programas que lhes deram origem. A Figura 1 ilustra essa definição:

⁵ BNICOLAIDIS, Denise Christina de Rezende. NOTA TÉCNICA N.º 13 /2005 – 4ª CCR - Texto sobre Avaliação Ambiental Estratégica. Brasília, 2005. Disponível em: http://www.mpf.mp.br/atuacao-tematica/ccr6/dados-da-atuacao/grupos-de-trabalho/grandes-empreendimentos%20%28intercameral%29/docs/nota-informacao-tecnica/1_nota_tecnica.pdf.

⁶ OLIVEIRA, Raísa Lustosa de. Licenciamento Ambiental: avaliação ambiental estratégica e (in)eficiência da proteção do meio ambiente. Curitiba: Juruá, 2014.

FIGURA 1 - AVALIAÇÃO AMBIENTAL ESTRATÉGICA COMO ESPÉCIE DO GÊNERO AVALIAÇÃO DE IMPACTO AMBIENTAL



Fonte: Nicolaidis (2005, p. 5) apud Partidário (2003, p. 7)

A AAAS é considerada um instrumento fundamental para o planejamento da outorga de áreas destinadas à exploração e produção de óleo e gás offshore, por permitir a identificação prévia de aspectos de sensibilidade ambiental das bacias sedimentares, bem como avaliar os potenciais impactos socioambientais dessas atividades.

Essa avaliação contribui para o gerenciamento de conflitos entre diferentes usos do espaço marítimo, como pesca, transporte marítimo, turismo e geração de energia, ao fornecer um diagnóstico detalhado que subsidia a classificação da aptidão da área para desenvolvimento das atividades petrolíferas, além de orientar recomendações

para processos decisórios e licenciamento ambiental.

Os principais desafios técnicos da implementação da AAAS no Brasil incluem a complexidade de reunir e integrar informações multidisciplinares abrangendo aspectos ambientais, sociais e econômicos em áreas de grande extensão e diversidade. A obtenção de dados confiáveis e atualizados sobre ecossistemas sensíveis, comunidades tradicionais, usos múltiplos do espaço marítimo e possíveis impactos cumulativos é um desafio relevante, especialmente em regiões remotas ou pouco estudadas.

Além disso, a modelagem e análise de cenários alternativos para classificar a aptidão das áreas demandam metodologias robustas e capacidade técnica para prever impactos futuros e propor estratégias de mitigação eficazes. A articulação entre diferentes órgãos técnicos também se mostra essencial para garantir a eficácia do instrumento.

Diante de tamanhos desafios, esse instrumento ainda tem pouca aplicação no País. O único estudo dessa natureza em ambiente offshore, realizado na Área Sedimentar de Sergipe-Alagoas e Jacuípe, teve seu relatório conclusivo apresentado em 2021, quase dez anos após a normatização da AAAS, sem que tenha sido objeto de tomada de decisão pela Comissão Interministerial competente até a conclusão deste trabalho.⁷

A Figura 2 apresenta a linha do tempo do EAAS das Bacias Sedimentares de Sergipe-Alagoas e Jacuípe:

⁷ Fonte: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/tecnologia-meio-ambiente/meio-ambiente/estudo-ambiental-de-area-sedimentar-de-sergipe-alagoas-e-jacuipe>

FIGURA 2 - LINHA DO TEMPO DA AAAS PARA AS BACIAS DE SERGIPE-ALAGOAS E JACUIPE



Fonte: VILARDO, 2023

Na ausência de uma AAAS prévia para a seleção de áreas para a outorga, a indicação das áreas em que serão admitidas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural são definidas a partir de manifestação conjunta dos Ministérios de Minas e Energia e do Meio Ambiente, de acordo com diretriz estabelecida pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)⁸.

A Portaria Interministerial MME-MMA n° 01/2022, de 22 de março de 2022, regulamenta as manifestações conjuntas.

O fato é que, embora haja respaldo normativo para o licenciamento ambiental de áreas que ainda não foram submetidas a uma AAAS, o tema continua a ser objeto de controvérsia e instabilidade jurídica quando o instrumento

⁸ É o que prescreve o art. 27 da Portaria Interministerial MME/MMA n° 198, de 5 de abril de 2012.

é substituído pela manifestação conjunta.

O tema já foi objeto de parecer da Advocacia-Geral da União (AGU)⁹, que concluiu que a AAAS não é um instrumento indispensável para a realização do processo de licenciamento ambiental em áreas de exploração e produção de petróleo e gás natural.

3.1. DIRETRIZES AMBIENTAIS NA REGULAÇÃO SETORIAL

A Portaria Interministerial MME/MMA n° 198/2012, estabelece os mecanismos de integração de diferentes instituições nos processos decisórios do setor, com ênfase na coordenação entre os ministérios de Minas e Energia e do Meio Ambiente e Mudança do Clima, bem como das autarquias vinculadas. A norma prevê a formação de um Comitê Técnico de Acompanhamento – CTA formado por representantes do IBAMA, da ANP, do ICMBio e de outras entidades governamentais.

A AAAS é fundamentada no Estudo Ambiental de Área Sedimentar – EAAS, que pode ser contratado ou executado diretamente pelo Ministério de Minas e Energia.

A AAAS categoriza as áreas avaliadas em: áreas aptas, áreas não-aptas e áreas em moratória. As áreas aptas são liberadas para outorga em blocos exploratórios, enquanto as áreas não-aptas são vedadas. As áreas em moratória, por sua vez, dependem de estudos mais aprofundados para uma categorização definitiva.

A participação social ocorre em duas grandes etapas, a primeira na definição do escopo dos estudos e a segunda na avaliação do estudo produzido.

⁹ https://www.gov.br/agu/pt-br/comunicacao/noticias/Parecer14_2023_CGPP_DECOR_CGU_AGU.pdf

A AAAS e a manifestação conjunta, além de definirem as áreas aptas ou inaptas à exploração de óleo e gás, oferecem diretrizes para o licenciamento ambiental ao fornecer um diagnóstico prévio da aptidão ambiental das áreas sedimentares, orientando, assim, a prevenção e mitigação de riscos e impactos ambientais.

Objetiva-se, com a aplicação desses instrumentos, contribuir para um processo de licenciamento mais eficiente, racional e alinhado às melhores práticas, evitando surpresas durante a fase de licenciamento e fortalecendo a sustentabilidade das operações de petróleo e gás.

É preciso ressaltar, entretanto, que mesmo para as áreas consideradas aptas a serem ofertadas em procedimentos licitatórios, não há garantias da sua viabilidade ambiental para fins de emissão das licenças e autorizações cabíveis.

3.2. PRINCIPAIS ENTIDADES ENVOLVIDAS E CAMPOS DE ATUAÇÃO

Compreender o arranjo institucional que envolve o planejamento e operacionalização da governança ambiental do setor de O&G no Brasil é essencial para a análise das etapas críticas que envolvem o setor.

Nos termos da Resolução CNPE nº 17, de 8 de junho de 2017:

Art. 6º O planejamento de outorga de áreas levará em consideração as conclusões de estudos multidisciplinares de avaliações ambientais de bacias sedimentares, com abrangência regional, que subsidiarão o planejamento estratégico de políticas públicas, de modo a dar maior segurança e previsibilidade ao processo de licenciamento ambiental dos empreendimentos petrolíferos,

segundo as melhores práticas internacionais.

§ 1º Os estudos, referidos no caput, contemplarão a análise do diagnóstico socioambiental de bacias sedimentares e da identificação dos potenciais impactos socioambientais associados às atividades ou empreendimentos de exploração e produção de petróleo e gás natural, subsidiarão a classificação da aptidão da bacia sedimentar avaliada para o desenvolvimento das referidas atividades ou empreendimentos, bem como a definição de recomendações a serem integradas aos processos decisórios relativos à outorga de áreas e ao respectivo licenciamento ambiental.

§ 2º Alternativamente, para as áreas que ainda não tenham sido concluídos tais estudos, as avaliações sobre possíveis restrições ambientais serão sustentadas por manifestação conjunta do Ministério de Minas e Energia e do Ministério do Meio Ambiente, complementadas, no que se refere a bacias sedimentares terrestres, por pareceres emanados pelos Órgãos Estaduais do Meio Ambiente, com competência para o licenciamento ambiental na área em questão.

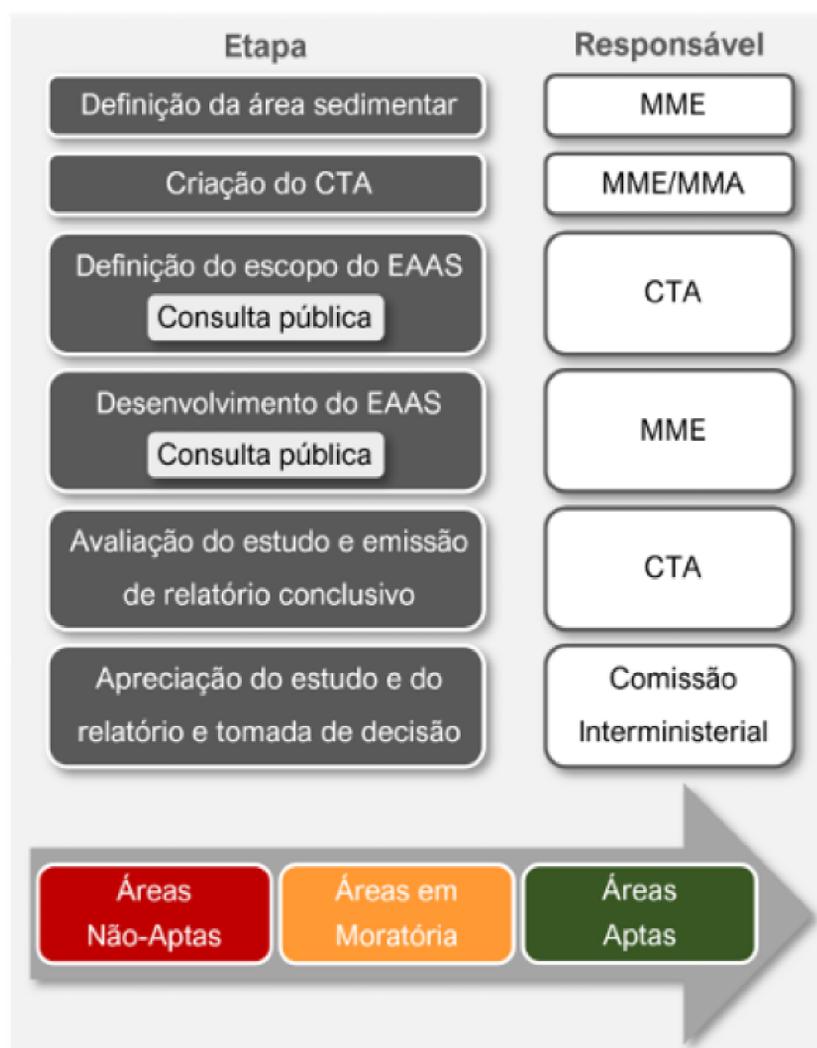
§ 3º Para atendimento ao disposto no § 2º, os Ministérios de Minas e Energia e do Meio Ambiente:

I – poderão, individual e independentemente, delegar a competência para o estabelecimento da citada manifestação conjunta; e

II – deverão estabelecer em cento e vinte dias, contados a partir da publicação desta Resolução, os procedimentos, critérios e prazos que balizarão as manifestações conjuntas.

As principais etapas e responsáveis pela AAAS são ilustradas na Figura 3.

FIGURA 3 - ESQUEMAS DE ETAPAS E RESPONSABILIDADES DA AAAS



As consultas públicas são de responsabilidade do CTA. Na etapa de desenvolvimento do EAAS, cabe ao MME executar ou contratar o estudo. Na experiência implementada até o momento, essa tarefa foi delegada à Empresa de Pesquisa Energética - EPE (área terrestre) e à ANP (área marítima). Quando da emissão do relatório conclusivo pelo CTA, é resguardada a possibilidade de serem produzidos pareceres técnicos independentes pelas instituições em caso de dissenso.

Fonte: VILARDO, 2023

Embora a demora na emissão de licenças ambientais no setor de O&G frequentemente seja atribuída à falta de uma AAAS prévia, é preciso ponderar que o instrumento por si só, da forma como estruturado atualmente, não parece resolver o problema.

Em relação à AAAS da Bacia Sedimentar Sergipe-Alagoas, VILARDO (2023, 41-42) assim pondera:

A primeira experiência no ambiente marítimo levou oito anos apenas para chegar à fase de conclusão do estudo, sem contar a necessária apreciação dos resultados pelas instâncias ministeriais tomadoras de decisão. Essa demora certamente tem causas multifatoriais – mudanças nas equipes ministeriais, questões orçamentárias etc. – mas a consequência mais óbvia é a erosão da utilidade do instrumento para os fins desejados.

Desde 2012, o cenário nacional de exploração petrolífera mudou de maneira significativa. A bacia sedimentar de Sergipe-Alagoas vive um declínio da produção em águas rasas e boa parte das áreas mais profundas já foi licitada, colocando em perspectiva a serventia dos resultados da AAAS ora em conclusão. [...]

Seria importante refletir sobre o desenho das Avaliações Ambientais de Área Sedimentar antes de uma próxima aplicação. Foram investidos cerca de R\$ 4 milhões na avaliação de Sergipe-Alagoas e Jacuípe e não está claro até agora se haverá ganhos para o processo de outorga, para o licenciamento ambiental e em aprendizado institucional para as partes envolvidas.

Da mesma forma, não parece óbvia qual será a estratégia adotada para que a AAAS seja relevante para o processo de outorga de blocos exploratórios. Escolher outra área de tamanho similar à de Sergipe-Alagoas/Jacuípe e demorar mais 8 anos para concluir a avaliação não parece razoável. Nesse sentido, ainda que se reduza o tempo de cada AAAS, adotar uma estratégia sequencial de

áreas sedimentares também não parece ser capaz de trazer resultados para todo o litoral em um tempo adequado.

Talvez um caminho seja repensar o instrumento, aproximando-o de um modelo de avaliação programática. Nesse modelo, a avaliação ambiental não seria feita com base regional (área sedimentar), mas em reação ao planejamento setorial da ANP. Ao invés de avaliarem-se as áreas, seriam avaliadas as rodadas de licitações. Para viabilizar os ciclos de avaliação, seria preciso adotar um planejamento plurianual de rodadas (ciclos de 3, 4 ou 5 anos).

A análise é pertinente para demonstrar o que já se previa nos estudos sobre AAE realizados pelo MMA em 2002, que uma avaliação apartada do planejamento e da implementação sistêmica das políticas públicas tende a não surtir o mesmo efeito de uma inserção mais fluída da variável ambiental em todas as etapas de estruturação de políticas, planos, programas e projetos de investimentos. Divergimos, entretanto, de abandonar a abordagem regional, que pode ser mantida mesmo com o ajuste da metodologia.

Isso mostra, pois, uma oportunidade ampla de aprimoramento da consideração da variável ambiental em todo o ciclo de vida dos projetos.

3.3. PRINCIPAIS LICENÇAS E AUTORIZAÇÕES

O licenciamento ambiental é um instrumento da Política Nacional do Meio Ambiente (PNMA) que compreende um conjunto complexo de etapas, sequenciais ou simultâneas, cujo ponto de partida se dá com um pedido de aval ao poder público para a realização de uma atividade

ou empreendimento utilizador de recursos ambientais, efetiva ou potencialmente poluidores ou capazes, sob qualquer forma, de causar degradação do meio ambiente. A principal saída do processo, conseqüentemente, consiste na decisão acerca do deferimento ou indeferimento da licença ambiental para o requerente, estabelecendo-se as condições a serem cumpridas em caso de resposta positiva.

A obrigatoriedade do licenciamento ambiental está prevista no art. 10 da Lei nº 6.938, de 31 de agosto de 1981, nos seguintes termos:

Art. 10. A construção, instalação, ampliação e funcionamento de estabelecimentos e atividades utilizadores de recursos ambientais, efetiva ou potencialmente poluidores ou capazes, sob qualquer forma, de causar degradação ambiental dependerão de prévio licenciamento ambiental. (Redação dada pela Lei Complementar nº 140, de 2011).

A competência para licenciar é fixada pela Lei Complementar nº 140, de 8 de dezembro de 2011. Conta-se ainda com o Decreto nº 8.437, de 22 de abril de 2015, que regulamenta o disposto no art. 7º, caput, inciso XIV, alínea “h”, e parágrafo único, da referida lei complementar, para estabelecer as tipologias de empreendimentos e atividades cujo licenciamento ambiental será de competência da União.

Destacam-se, no referido Decreto, os seguintes dispositivos sobre a competência para licenciar as atividades de O&G:

Art. 3º Sem prejuízo das disposições contidas no art. 7º, caput, inciso XIV, alíneas “a” a “g”, da Lei Complementar nº 140, de 2011, serão licenciados pelo órgão ambiental federal competente os seguintes empreendimentos ou atividades:

[...]

VI - exploração e produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos nas seguintes hipóteses:

a) exploração e avaliação de jazidas, compreendendo as atividades de aquisição sísmica, coleta de dados de fundo (piston core), perfuração de poços e teste de longa duração quando realizadas no ambiente marinho e em zona de transição terra-mar (offshore);

b) produção, compreendendo as atividades de perfuração de poços, implantação de sistemas de produção e escoamento, quando realizada no ambiente marinho e em zona de transição terra-mar (offshore); e

c) produção, quando realizada a partir de recurso não convencional de petróleo e gás natural, em ambiente marinho e em zona de transição terra-mar (offshore) ou terrestre (onshore), compreendendo as atividades de perfuração de poços, fraturamento hidráulico e implantação de sistemas de produção e escoamento;

O setor de óleo e gás é um dos que mais demanda a atuação do órgão ambiental federal - o Ibama, o que foi objeto de destaque no Relatório de Gestão daquela autarquia referente ao ano de 2024, conforme se observa na Figura 4.

FIGURA 4 - PRINCIPAIS PROPONENTES E TIPOLOGIAS LICENCIADAS PELO IBAMA EM 2024



Fonte: https://www.gov.br/ibama/pt-br/aceso-a-informacao/auditorias/arquivos/20250331_Relatorio_22896464_RG_2024_2025.pdf

As regras gerais para o licenciamento ambiental são fixadas na Resolução Conama nº 237/1997 e no Decreto nº 99.274, de 6 de junho de 1990, que preveem três tipos de licença: prévia, de instalação e de operação. A resolução assim as define:

Art. 8º - O Poder Público, no exercício de sua competência de controle, expedirá as licenças:

I-Licença Prévia (LP) – concedida na fase preliminar do planejamento do empreendimento ou atividade aprovando sua localização e concepção, atestando a viabilidade ambiental e estabelecendo os requisitos básicos e condicionantes a serem atendidos nas próximas fases de sua implementação;

II-Licença de Instalação (LI) – autoriza a instalação

do empreendimento ou atividade de acordo com as especificações constantes dos planos, programas e projetos aprovados, incluindo as medidas de controle ambiental e demais condicionantes, da qual constituem motivo determinante;

III - Licença de Operação (LO) – autoriza a operação da atividade ou empreendimento, após a verificação do efetivo cumprimento do que consta das licenças anteriores, com as medidas de controle ambiental e condicionantes determinados para a operação.

Parágrafo único – As licenças ambientais poderão ser expedidas isolada ou sucessivamente, de acordo com a natureza, características e fase do empreendimento ou atividade.

Para as atividades de exploração e produção de O&G offshore, a principal norma regente é a Portaria nº 422, de 26 de outubro de 2011, que dispõe sobre procedimentos para o licenciamento ambiental federal de atividades e empreendimentos de exploração e produção de petróleo e gás natural no ambiente marinho e em zona de transição terra-mar.

De acordo com o normativo, as principais licenças exigidas são listadas a seguir:

Processos de Licenciamento de Sísmica

- Licença de Pesquisa Sísmica

Processos de Licenciamento de Perfuração

- Licença de Operação

Processos de Licenciamento de Produção e Escoamento, bem como do Teste de Longa Duração (TLD)

- Licença Prévia
- Licença de Instalação
- Licença de Operação

Além das licenças mencionadas, o Ibama também emite autorizações para inclusão de unidade marítima de perfuração (UMP) que permitem a utilização de nova sonda de perfuração e inclusão de unidade de exploração de petróleo e gás natural em águas marinhas para empreendimentos com licença de operação.

Os principais documentos que instruem os processos de licenciamento incluem: Fichas de Caracterização de Atividade (FCA), Termos de Referência, estudos e relatórios de impacto ambiental e relatórios periódicos de acompanhamento de projetos ambientais e demais condicionantes.

As principais autorizações acessórias ao processo de licenciamento federal são:

- Autorização para Captura, Coleta e Transporte de Material Biológico (Abio);
- Autorização de Supressão de Vegetação (ASV);
- Autorização para realização de estudos em Unidade de Conservação (UC);
- Autorização para entrada em Terra Indígena (TI);
- Autorização para Licenciamento Ambiental (ALA).

A depender da localização pretendida para a realização dos estudos ambientais, bem como do conteúdo a ser estudado, é possível que autorizações prévias sejam exigidas para os trabalhos de campo.

É o caso da necessidade de aprovação de plano de trabalho para a realização de estudos indígenas ou quilombolas, os quais passam por processo de diálogo com as comunidades antes da aprovação pela Funai ou pelo Incra, respectivamente. No caso de terras indígenas, todo ingresso também deve ser previamente autorizado pela Funai¹⁰.

¹⁰ As regras estão fixadas na Instrução Normativa nº 2, de 27 de março de 2015, mais especificamente no Capítulo III, que trata da “Autorização para entrada em terra indígena”.

Para os casos em que o empreendimento impacte bens culturais acautelados e que seja classificado como Nível III ou IV, o empreendedor deve apresentar um Projeto de Avaliação de Impacto ao Patrimônio Arqueológico, cuja aprovação pelo Iphan é condição prévia para a posterior elaboração do Relatório de Avaliação de Impacto ao Patrimônio Arqueológico¹¹.

Também para a elaboração dos estudos de fauna, deve ser solicitada, a priori, a Autorização de Captura, Coleta e Transporte de Material Biológico (Abio), conforme Instrução Normativa Ibama nº 8/2017, sendo necessária a anuência do ICMBio nos casos em que ocorrer levantamentos no interior das unidades de conservação federal.

3.4 MEDIDAS PREVENTIVAS, MITIGADORAS E COMPENSATÓRIAS

Em todas as licenças ambientais são fixadas condicionantes, que contém obrigações de fazer ou não fazer, com o objetivo de manter a viabilidade do empreendimento ou atividade ao longo de sua vida útil.

As condicionantes técnicas se baseiam na hierarquia de mitigação estabelecida no processo de avaliação de impactos ambientais, que busca prevenir, mitigar e compensar os impactos previstos.

As principais medidas preventivas, mitigadoras e compensatórias no setor de O&G são:

- Plano de Emergência Individual (PEI);
- Projeto de Comunicação Social (PCS);
- Projeto de Educação Ambiental dos Trabalhadores (PEAT);
- Projeto de Educação Ambiental (PEA);
- Projeto de Controle da Poluição (PCP);

¹¹ Regra prevista na Instrução Normativa Iphan nº 1, de 25 de março de 2015.

- Projeto de Prevenção e Controle de Espécies Exóticas (PPCEX);
- Projeto de Monitoramento Ambiental;
- Projeto de Monitoramento de Impactos sobre a Avifauna (PMAVE);
- Programa de Monitoramento de Praias (PMP);
- Projeto de Monitoramento da Atividade Pesqueira (PMAP);
- Projeto de Monitoramento de Fluidos e Cascalhos (PMFC);
- Projeto de Monitoramento do Tráfego de Embarcações (PMTE);
- Projeto de Monitoramento de Cetáceos (PMC);
- Projeto de Monitoramento de Paisagem Acústica Submarina (PMPAS);
- Projeto de Monitoramento Socioeconômico (PMS);
- Projeto de Monitoramento da Biota Marinha (PMBM).

Nota-se que alguns programas estão concentrados na gestão de projetos específicos, enquanto outros têm abrangência mais ampla e buscam avaliar os impactos do setor como um todo, como é o caso do monitoramento de praias.

Além de se destacar pela amplitude territorial, esse projeto tem indicado em seus monitoramentos que o impacto à fauna na linha de costa tem como principal agente causador o setor pesqueiro e não necessariamente o setor de O&G. Ainda assim, o ônus do monitoramento recai preponderantemente sobre este último, o que indica a necessidade de reanálise do arranjo imposto.

3.5. Etapas e prazos dos Processos de Licenciamento

As etapas, prazo e escopo do licenciamento da exploração de O&G são regidos preponderantemente pela Portaria MMA n° 422, de 26 de outubro de 2011, que dispõe sobre procedimento para o licenciamento

ambiental federal de atividades e empreendimentos de exploração e produção de petróleo e gás natural no ambiente marinho e em zona de transição terra-mar.

O licenciamento ambiental federal ordinário de atividades e de empreendimentos compreende as seguintes etapas¹²:

- Abertura de Processo¹³;
- Triagem e Enquadramento¹⁴;
- Definição de Escopo¹⁵;
- Elaboração do Estudo Ambiental¹⁶;
- Check list¹⁷;
- Requerimento de Licença¹⁸;
- Análise Técnica¹⁹;
- Participação social²⁰;
- Decisão²¹;
- Pagamento²²;
- Acompanhamento²³.

¹² Fonte: <https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/laf/sobre/sobre-o-licenciamento-ambiental-federal>

¹³ Mais informações em: <https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/laf/procedimentos-e-servicos/etapas/abertura-de-processo>

¹⁴ Mais informações em: <https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/laf/procedimentos-e-servicos/etapas/triagem-e-enquadramento>

¹⁵ Mais informações em: <https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/laf/procedimentos-e-servicos/etapas/definicao-de-escopo>

¹⁶ Mais informações em: <https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/laf/procedimentos-e-servicos/etapas/elaboracao-do-estudo-ambiental>

¹⁷ Mais informações em: <https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/laf/procedimentos-e-servicos/etapas/analise-de-conformidade>

¹⁸ Mais informações em: <https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/laf/procedimentos-e-servicos/etapas/requerimento-de-licenca>

¹⁹ Mais informações em: <https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/laf/procedimentos-e-servicos/etapas/analise-tecnica> 20

²⁰ Mais informações em: <https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/laf/procedimentos-e-servicos/etapas/envolvimento-publico>

²¹ Mais informações em: <https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/laf/procedimentos-e-servicos/etapas/tomada-de-decisao>

²² Mais informações em: <https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/laf/procedimentos-e-servicos/etapas/pagamento>

²³ Mais informações em: <https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/laf/procedimentos-e-servicos/etapas/acompanhamento>

A definição do procedimento a ser adotado, incluindo tipos de licença e estudos ambientais necessários, é realizada na etapa de enquadramento do objeto, de acordo com o estabelecido na legislação e com as características do projeto e do seu potencial de causar degradação ambiental.

De modo geral, o procedimento de licenciamento ambiental depende da obtenção de licença prévia (LP), licença de instalação (LI) e licença de operação (LO). O Quadro a seguir apresenta as principais fases de estruturação de projetos de óleo e gás offshore, desde a etapa inicial de planejamento setorial das outorgas até a fase de descomissionamento.

QUADROS 1 - FASES DA ESTRUTURAÇÃO DE PROJETOS DE ÓLEO E GÁS OFFSHORE

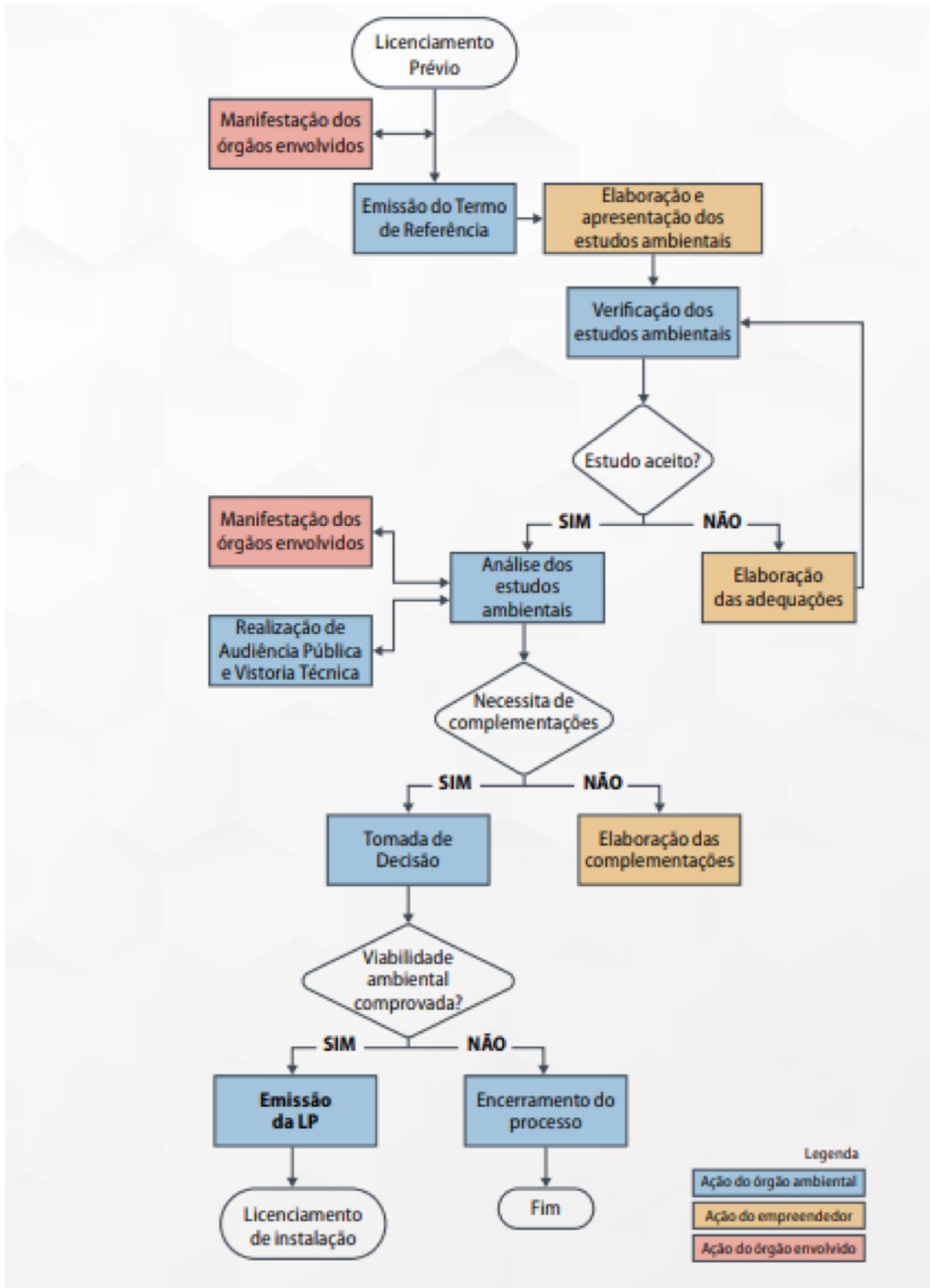
Fase	Planejamento	Exploração		Produção	Descomissionamento
	Outorga	Pesquisa sísmica	Perfuração de Poços	Produção e escoamento	
Diretrizes e licenças aplicáveis	Classificação do nível de aptidão das áreas	Licença de pesquisa sísmica ²⁴	Licença de Operação	Licença Prévia Licença de Instalação Licença de Operação	-

Fonte: Elaboração própria

O fluxo básico do procedimento para a obtenção da Licença Prévia pode ser observado na Figura 5.

²⁴ A Licença de Pesquisa Sísmica, embora tenha nomenclatura diferenciada, funciona como uma licença de operação.

FIGURA 5 - FLUXO BÁSICO DO PROCEDIMENTO PARA A OBTENÇÃO DA LICENÇA PRÉVIA

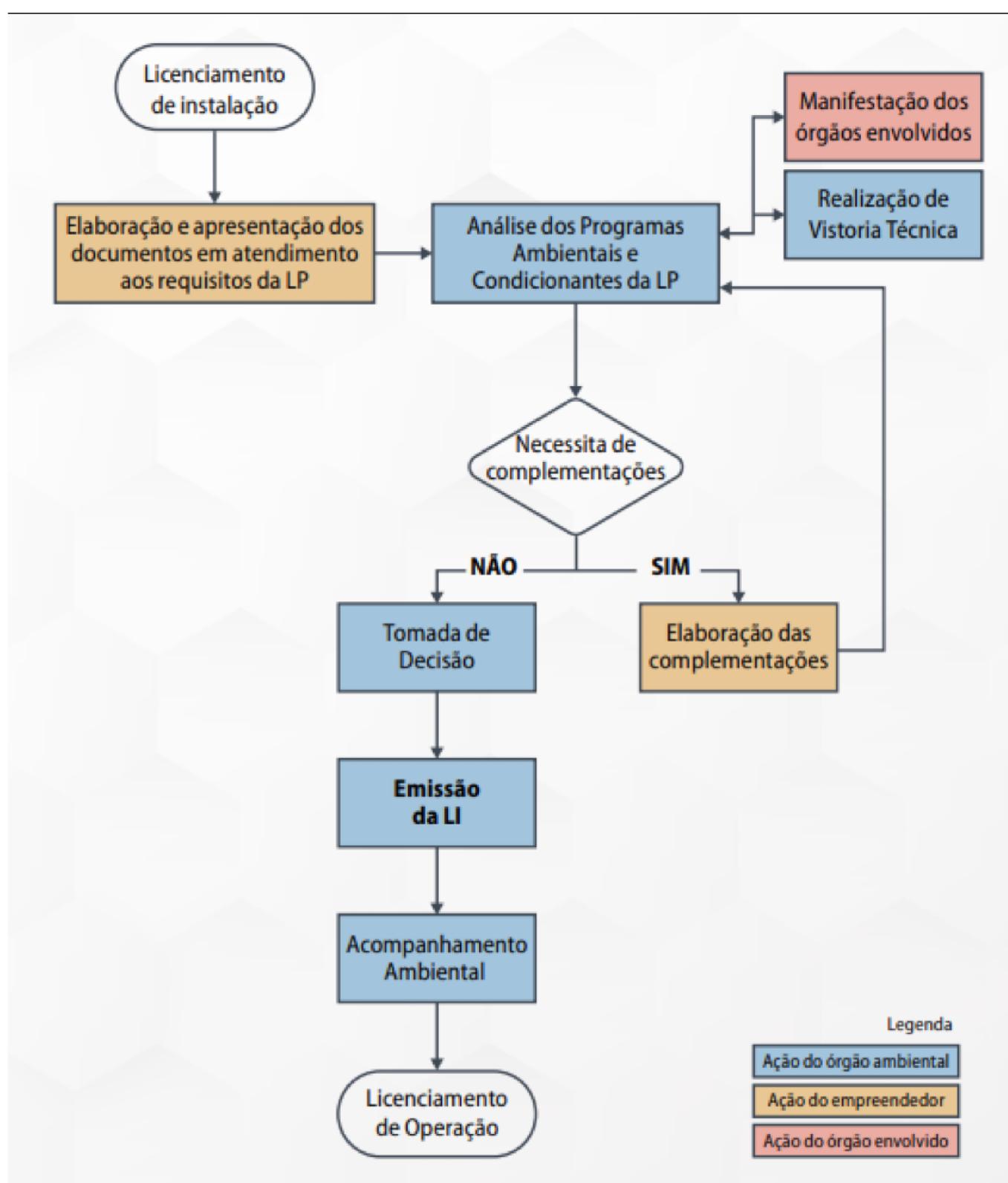


Fonte: BRASIL, 2020 – SEPPI e MINFRA.²⁵

²⁵ BRASIL. Secretaria Especial do Programa de Parcerias de Investimentos (SEPPI) e Ministério da Infraestrutura (MINFRA). Manual de Licenciamento Ambiental Federal de rodovias e ferrovias.

O fluxo básico do procedimento para a obtenção da Licença de Instalação pode ser observado na Figura 6:

FIGURA 6 – FLUXO BÁSICO DO PROCEDIMENTO PARA A OBTENÇÃO DA LICENÇA DE INSTALAÇÃO

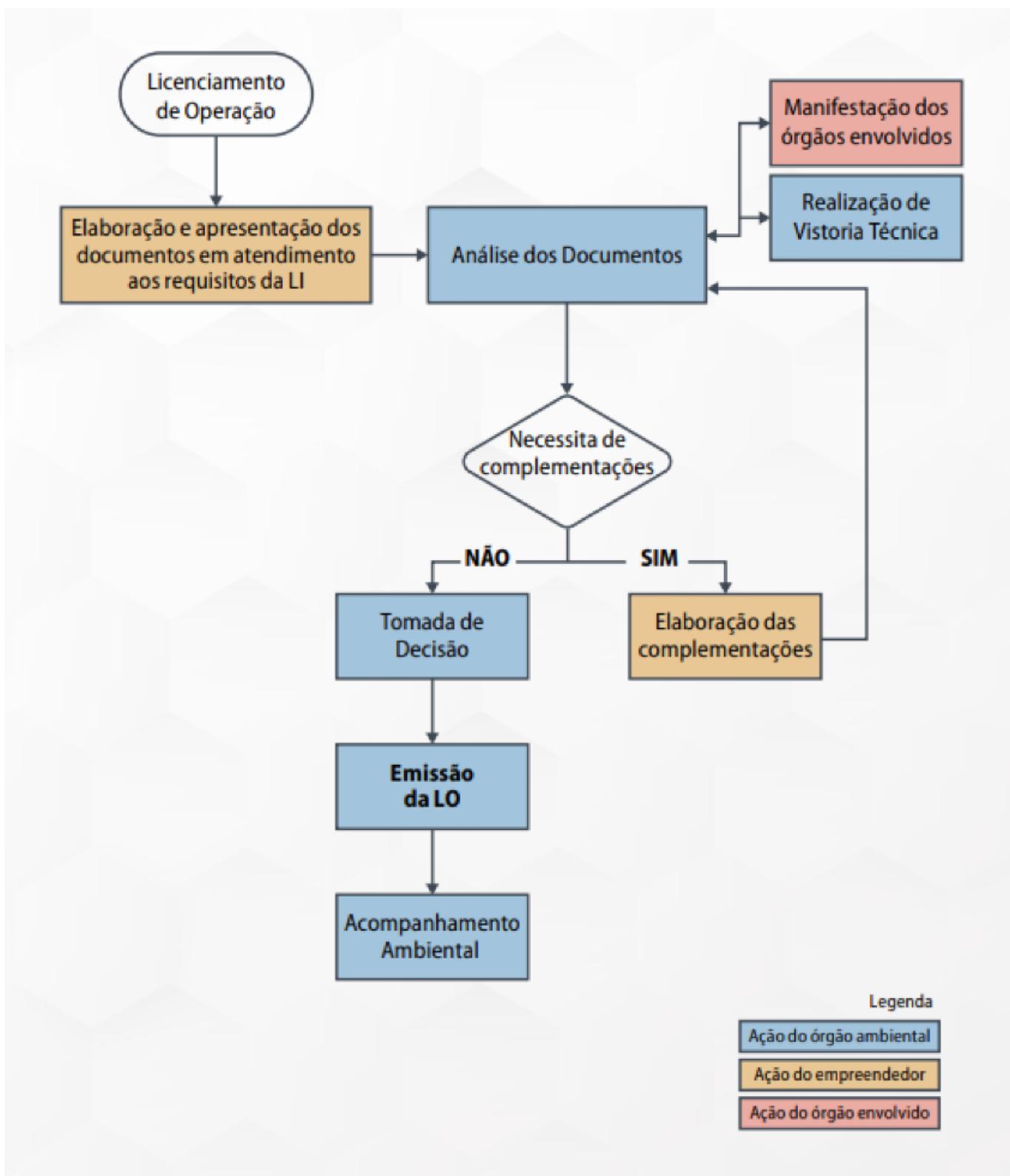


Fonte: BRASIL, 2020 – SEPPI e MINFRA.

Brasília, 2020. Disponível em:
https://www.ppi.gov.br/html/objects/_downloadblob.php?cod_blob=8243.

O fluxo básico do procedimento para a obtenção da Licença de Operação pode ser observado na Figura 7:

FIGURA 7 - FLUXO BÁSICO DO PROCEDIMENTO PARA A OBTENÇÃO DA LICENÇA DE OPERAÇÃO



Fonte: BRASIL, 2020 – SEPPI e MINFRA.

Embora sejam essas as principais licenças existentes nas regras vigentes, convém registrar que não são as únicas, como é o caso da Licença de Pesquisa Sísmica

(LPS), prevista na Resolução Conama nº 350, de 6 de julho de 2004, e na Portaria MMA nº 422, de 26 de outubro de 2011. A licença funciona, materialmente, como uma licença de operação para a atividade.

A complexidade dos estudos e dos procedimentos aplicáveis ao licenciamento ambiental dependem do potencial de degradação da atividade ou empreendimento, o que é aferido por meio da avaliação de impacto ambiental.

De acordo com Sánchez (2013, p. 45)²⁶, avaliação de impacto ambiental é o “processo de exame das consequências futuras de uma ação presente ou proposta”. A avaliação de impacto ambiental é, assim como o licenciamento ambiental, um instrumento da PNMA e, em regra, ocorre dentro desse procedimento.

De acordo com Sánchez (2020, p. 75-80)²⁷ as principais etapas da avaliação de impacto ambiental consistem em:

- Triagem: seleção, entre as inúmeras ações humanas, aquelas que tenham um potencial de causar alterações ambientais significativas. A triagem resulta em um enquadramento do objeto, usualmente em uma das três categorias: (a) são necessários estudos aprofundados; (b) não são necessários estudos aprofundados; (c) há dúvidas sobre o potencial de causar impactos significativos ou sobre as medidas de controle;
- Delimitação do escopo: em caso de exigência de AIA,

²⁶ SÁNCHEZ, Luis Henrique. Avaliação de impacto ambiental: conceitos e métodos. 2 ed. São Paulo: Oficina de Textos, 2013.

²⁷ SÁNCHEZ, Luis Henrique. Avaliação de impacto ambiental: conceitos e métodos. 3 ed. São Paulo: Oficina de Textos, 2020.

parte-se para a delimitação do escopo dos estudos, em termos de abrangência e profundidade, a partir da emissão de termos de referência ou instruções técnicas;

- **Elaboração dos estudos:** é a atividade central do processo de AIA e estabelece as bases para a análise de viabilidade ambiental do projeto;
- **Consulta pública:** há diferentes procedimentos de consulta, dos quais a audiência pública é o mais conhecido;
- **Análise técnica:** etapa na qual se emite o parecer técnico;
- **Decisão:** os modelos decisórios são variados e podem apresentar três tipos de decisão possíveis: não autorizar o empreendimento, aprová-lo incondicionalmente ou aprová-lo com condições;
- **Acompanhamento:** etapa posterior à emissão da licença e que contempla atividades de fiscalização, supervisão e/ou auditoria.

O enquadramento da atividade ou empreendimento em determinada classe/categoria é o processo por meio do qual a autoridade licenciadora avalia o potencial de impacto presumido para o objeto a ser licenciado, a fim de definir os tipos de estudo necessários ao procedimento. Sánchez (2020, p. 88) exemplifica o enquadramento citando a classificação de projetos que a Corporação Financeira Internacional (IFC), em sua Política de Sustentabilidade Ambiental, aplica aos projetos que lhe são submetidos, de acordo com o seu potencial de impacto. São previstas três categorias:

- **Categoria A:** atividades comerciais com riscos

- e/ou impactos ambientais ou sociais adversos potencialmente significativos que sejam diversos, irreversíveis ou sem precedentes;
- Categoria B: atividades comerciais com riscos e/ou impactos ambientais ou sociais adversos potencialmente limitados que sejam pouco numerosos, geralmente específicos do local, em grande parte reversíveis e fáceis de corrigir por meio de medidas de mitigação;
 - Categoria C: atividades comerciais com riscos e/ou impactos ambientais e/ou sociais adversos mínimos ou inexistentes.

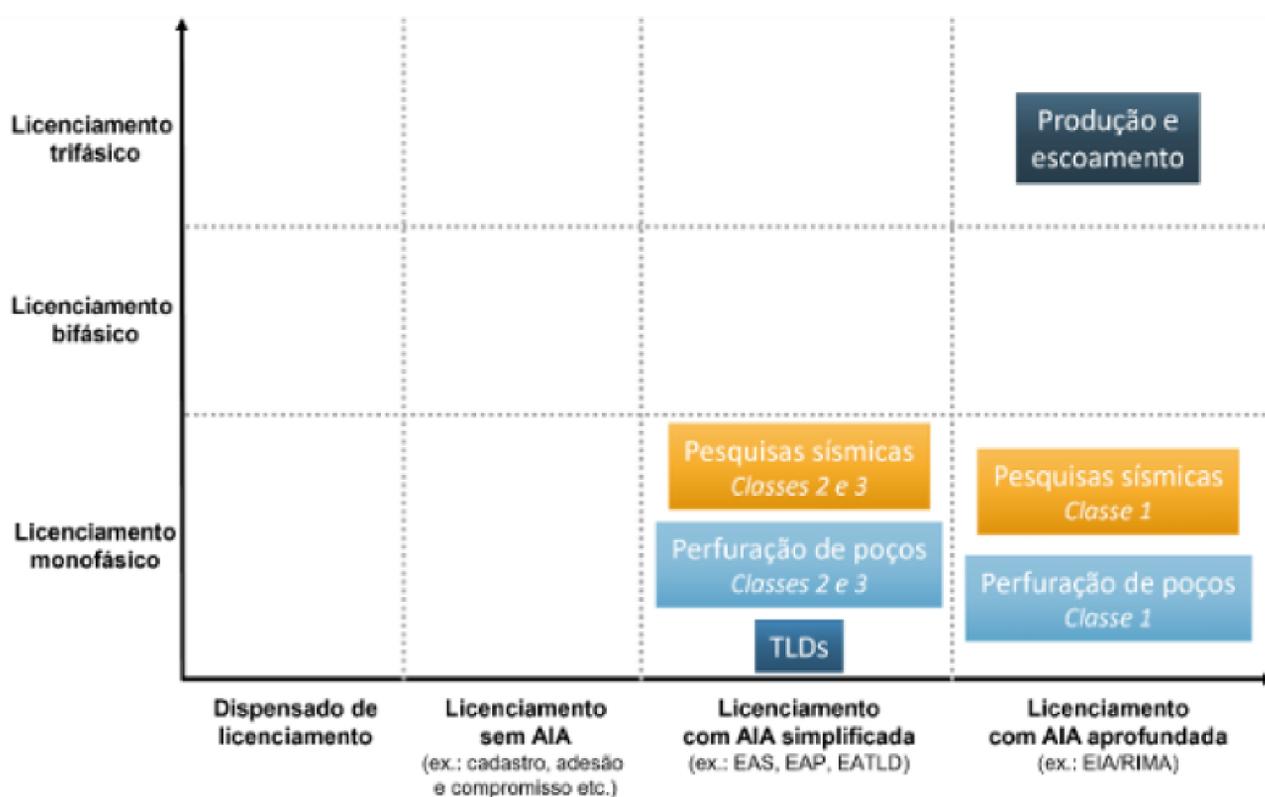
Esse enquadramento considera, em regra: porte, natureza e potencial poluidor, sendo recomendado também considerar a localização.

Todo o procedimento de enquadramento deve ser aplicado à luz da Constituição de 1988, segundo a qual será exigido estudo prévio de impacto ambiental para “instalação de obra ou atividade potencialmente causadora de significativa degradação do meio ambiente”.

A principal norma que rege o setor, no enquadramento, é a Portaria MMA nº 422, de 26 de outubro de 2011, que vai dar os elementos necessários à definição do rito procedimental e da complexidade dos estudos e avaliações.

A Figura 8 a seguir apresenta o enquadramento aplicado ao setor para a definição do rito procedimental.

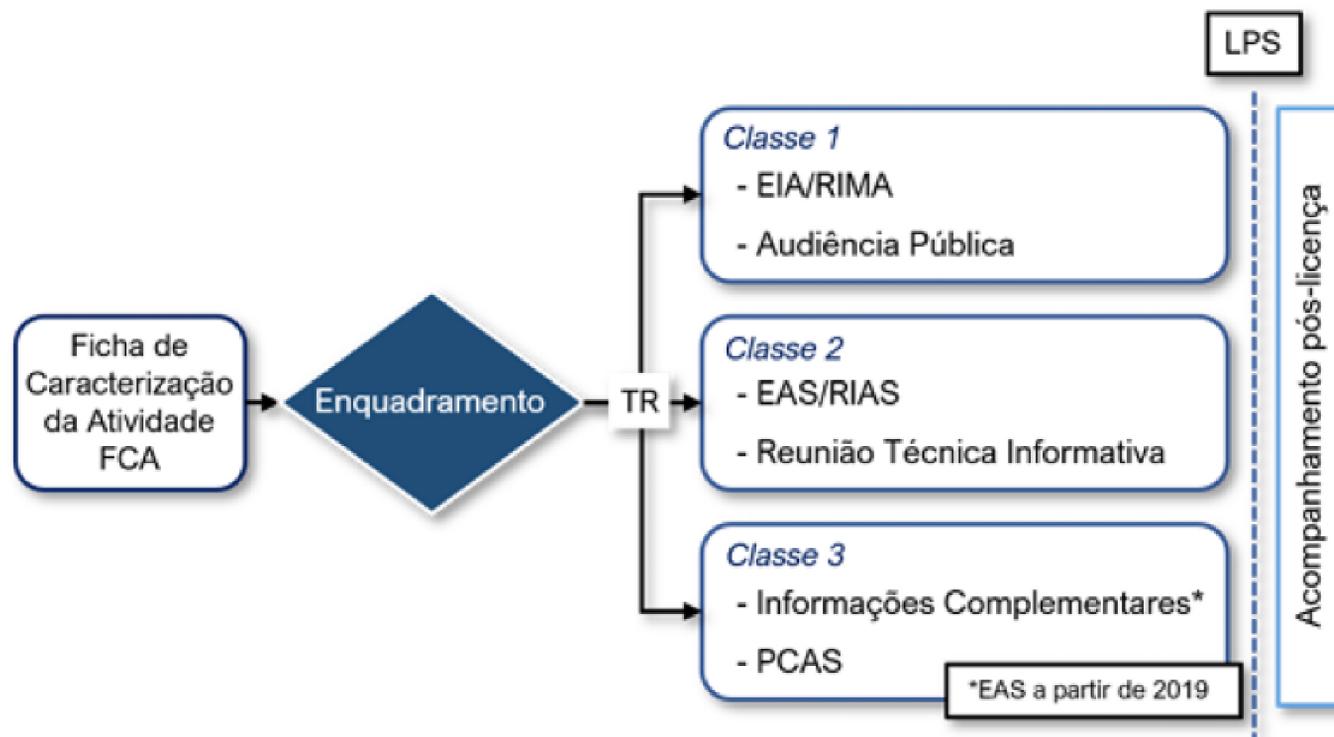
FIGURA 8 - ENQUADRAMENTO DAS TIPOLOGIAS DE ÓLEO E GÁS OFFSHORE QUANTO AO PROCEDIMENTO DE LICENCIAMENTO AMBIENTAL E AO GRAU DE SIMPLIFICAÇÃO DA AIA.



Fonte: VILARDO, 2023.

A mesma norma também fixa as regras para, a partir do enquadramento, definir os estudos exigidos. O enquadramento da atividade sísmica segue especificado na Figura 9.

FIGURA 9 - TIPOS DE ESTUDOS E LICENÇA EXIGIDOS NO LICENCIAMENTO DE SÍSMICA A PARTIR DO ENQUADRAMENTO



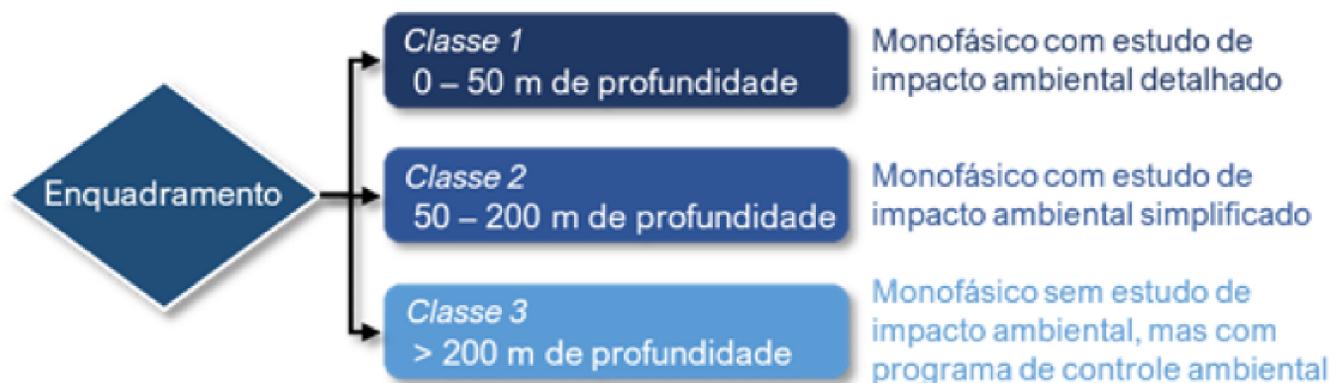
Síntese formal do modelo de licenciamento instituído pela Resolução Conama nº 350/2004 e pela Portaria MMA nº 422/2011

Estudo de Impacto Ambiental (EIA) / Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) / Estudo Ambiental de Sísmica (EAS) / Relatório de Impacto Ambiental de Sísmica (RIAS) / Plano de Controle Ambiental de Sísmica (PCAS)

Fonte: VILARDO, 2023.

O principal parâmetro para a classificação da atividade sísmica se dá pela profundidade das águas no local da operação, como pode ser verificado na Figura 10. A Classe 1 representa o enquadramento das atividades de maior impacto, localizadas próximas da costa, enquanto a Classe 3 representa as de menor impacto esperado, localizadas em águas mais profundas.

FIGURA 10 - ENQUADRAMENTO DA SÍSMICA EM FUNÇÃO DA PROFUNDIDADE



Fonte: VILARDO, 2023.

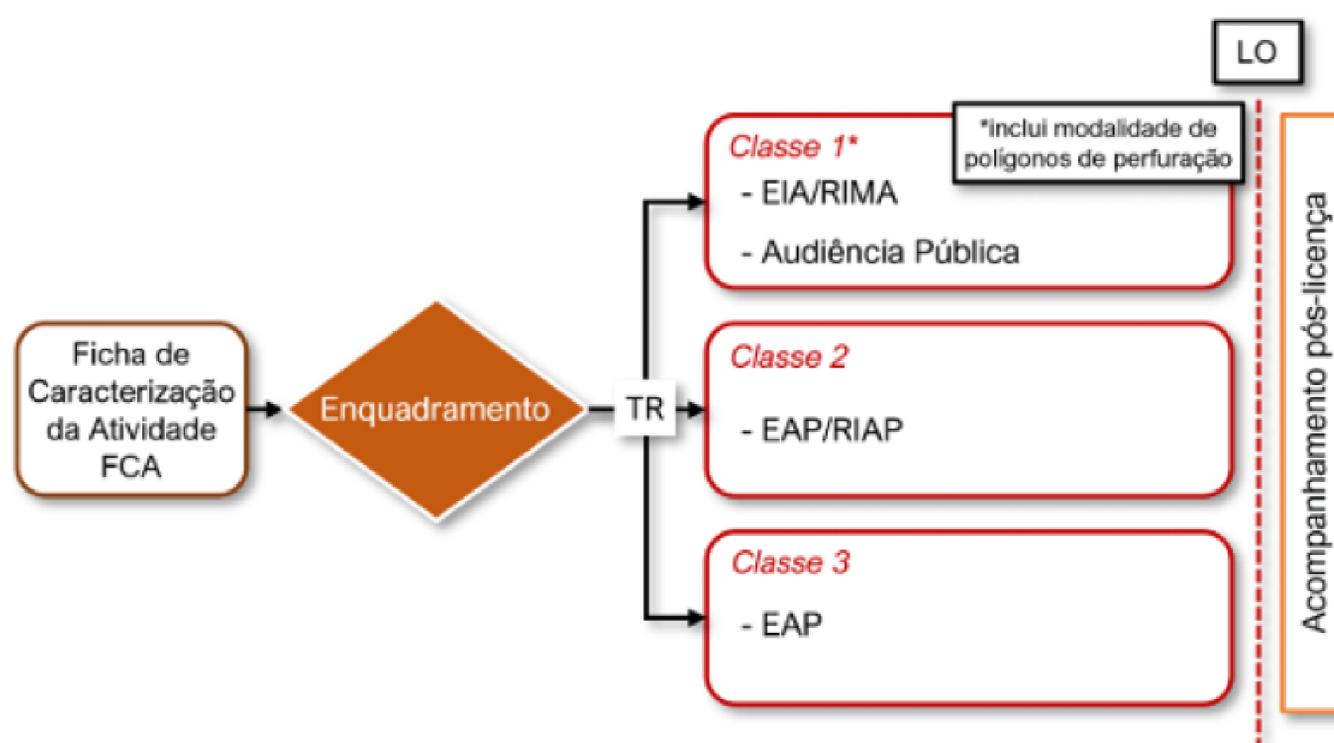
Nas atividades de perfuração de poços, realizadas na fase de exploração, também ocorre o enquadramento da atividade antes da definição dos estudos e do rito aplicável, à semelhança do que ocorre com a atividade sísmica, mas nesse caso há uma combinação entre a profundidade da lâmina d'água, a distância da costa e outros fatores de sensibilidade ambiental.

Na perfuração, a Classe 1 é a mais restritiva e se aplica a perfurações em lâminas d'água inferiores a 50 metros (águas rasas) e a menos de 50 km do litoral. A Classe 2 se aplica a situações intermediárias (profundidade entre 50 e 1000 metros; mais de 50 km da costa) e a Classe 3 às atividades em águas profundas (acima de 1000 m) e distantes da costa (além de 50 km). Há ainda dois moduladores da decisão de enquadramento que levam o licenciamento para a Classe 1: a sobreposição da atividade com “áreas de sensibilidade ambiental” (art. 9, inciso II) e a modalidade de polígonos de perfuração (art. 10) (VILARDO, 2023).

As áreas de sensibilidade ambiental são definidas na portaria como aquelas “onde há a ocorrência de atributos naturais ou de atividades socioeconômicas que exigem

maior detalhamento dos estudos ambientais e medidas criteriosas de controle para eventual implantação dos empreendimentos de exploração e produção de petróleo e gás natural”. A amplitude da definição nesse caso favorece o órgão ambiental, que pode argumentar tecnicamente pela necessidade de maior rigor em determinado licenciamento, mas gera certa insegurança aos empreendedores uma vez que praticamente qualquer área marítima pode ser considerada sensível por essa definição (VILARDO, 2023).

FIGURA 11 - TIPOS DE ESTUDOS E LICENÇA EXIGIDOS NO LICENCIAMENTO DE PERFURAÇÃO A PARTIR DO ENQUADRAMENTO



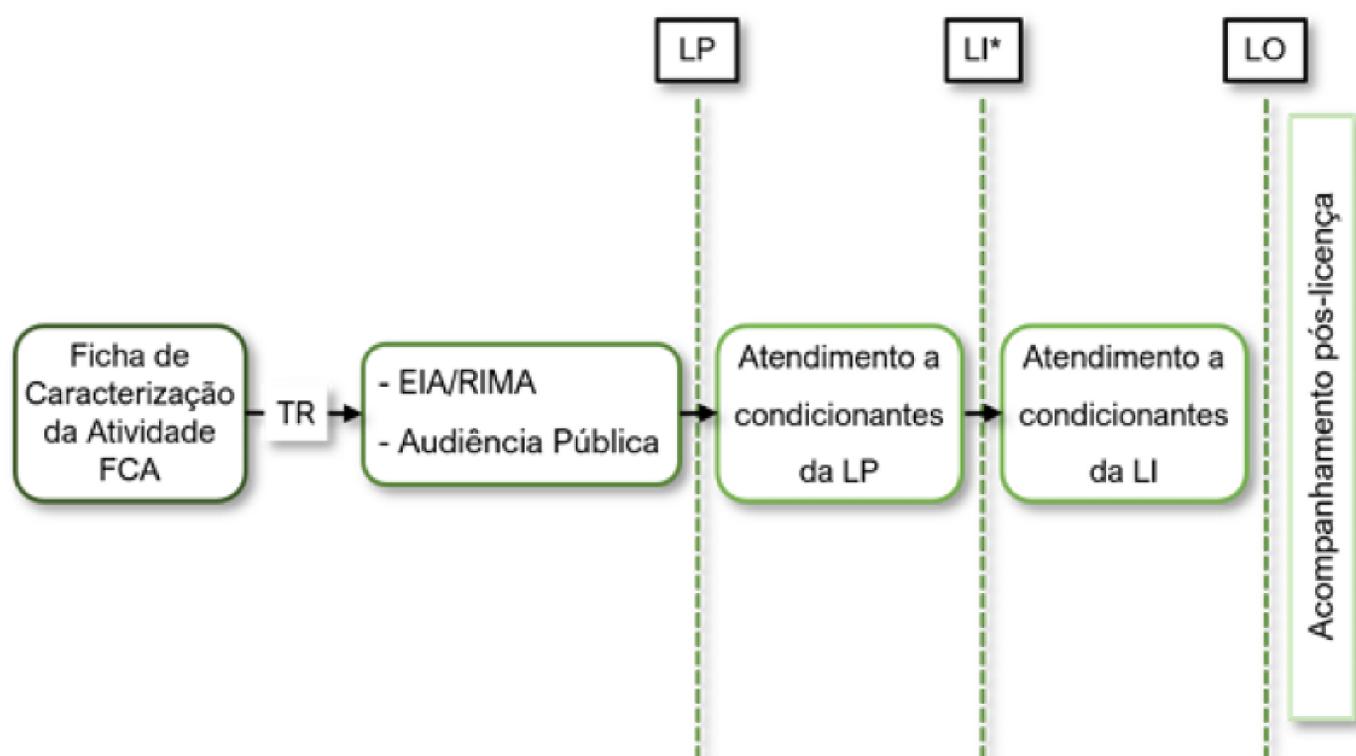
Síntese formal do modelo de licenciamento instituído pela Portaria MMA nº 422/2011

* A modalidade de polígonos de perfuração requer o enquadramento na Classe 1
Estudo de Impacto Ambiental (EIA) / Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) / Estudo Ambiental de Perfuração (EAP) / Relatório de Impacto Ambiental de Perfuração (RIAP)

Fonte: VILARDO, 2023.

Como uma continuidade natural do processo de perfuração de poços, quando é encontrado um potencial viável de exploração econômica, ocorre a atividade de produção e escoamento, cujo licenciamento é apresentado na figura 12.

FIGURA 12 - TIPOS DE ESTUDOS E LICENÇA EXIGIDOS NO LICENCIAMENTO DE PRODUÇÃO A PARTIR DO ENQUADRAMENTO



Síntese formal do modelo de licenciamento instituído pela Portaria MMA nº 422/2011

**A Licença de Instalação é dispensável em projetos em que não há fase de instalação. Nesses casos, a LO é concedida diretamente após a LP.*

Fonte: VILARDO, 2023.

É preciso ponderar que, embora seja um referencial substantivo, as classes designadas em função da profundidade não refletem a totalidade dos parâmetros que determinam o potencial degradador de um projeto ou atividade, razão pela qual se admite classificação diversa, desde que tecnicamente fundamentada.

Em relação aos prazos, a Portaria MMA nº 422, de 2011, especifica que o prazo máximo para decisão do Ibama

sobre o deferimento ou indeferimento do pedido de licença é de 12 (doze) meses no caso de estudos mais complexos e de 6 (seis) meses nos demais casos.

3.6. FATORES CRÍTICOS DO LICENCIAMENTO AMBIENTAL

Para que se possa propor soluções adequadas para as incertezas dos processos de licenciamento ambiental do setor, seria recomendado mensurar o tempo consumido em cada etapa do fluxo processual e identificar onde se concentram os maiores desvios em relação ao que foi planejado a partir das normas vigentes e o que foi praticado de fato.

Neste momento, enfrenta-se uma dificuldade no licenciamento ambiental federal em função da escassez de dados empíricos sobre o tempo consumido em cada uma das etapas do procedimento, a fim de permitir a identificação das etapas críticas, os problemas associados e o correto encaminhamento da solução.

Tampouco existem dados sistematizados sobre os motivos que levaram ao descumprimento dos prazos regulamentares, o que seria essencial para diferenciar os problemas que geraram os atrasos. Essa análise é importante para diferenciar as disfunções processuais dos atrasos gerados pela inversão de prioridades a pedido do próprio interessado.

Isso porque, na esfera federal, não se obedece com rigidez a uma fila de análise ordenada pela data de protocolo ou parâmetro similar, especialmente quando um mesmo interessado ou um mesmo setor possuem diversas demandas em análise simultaneamente. Nesses casos, reuniões periódicas podem ser realizadas para orientar a ordem de prioridade na tramitação.

Essa prática, somada à falta de dados sistematizados sobre os principais marcos processuais, dificultam a mensuração da demora e a identificação das causas disso

nos processos.

A fim de aprimorar a gestão de demandas e conformidade dos processos, foi implantado no Ibama o Sistema de Gestão do Licenciamento Ambiental Federal – SisG-LAF, instituído por meio da Instrução Normativa nº 26, de 6 de dezembro de 2019, que tem a finalidade de promover a gestão das demandas oriundas dos processos de licenciamento ambiental federal, bem como informatizar e automatizar os serviços de licenciamento oferecidos pelo Ibama (art. 1º, IN Ibama nº 26/2019). A ferramenta foi desenvolvida no âmbito do Governo Digital, sob a responsabilidade do então Ministério da Economia, seguindo-se as diretrizes do Business Process Management (BPM), ou Gerenciamento de Processos de Negócio.

Ocorre que, passados mais de cinco anos de sua implementação, o sistema não obteve sucesso como ferramenta de gerenciamento de demandas e de monitoramento das etapas processuais, seja por dificuldades operacionais ou pela falta de adesão dos servidores na alimentação dos dados.

Além desse obstáculo, é preciso registrar as limitações técnicas para uma análise aprofundada dos tempos consumidos em cada etapa do licenciamento ambiental dos empreendimentos licenciados pelo Ibama relativos às atividades de petróleo e gás offshore. Como já apontado no Estudo realizado pela Arcadis²⁸, que analisou vinte processos de licenciamento de O&G, foi verificada a “incompletude dos processos, com ausência de diversos estudos ambientais e outros documentos relevantes ao processo de licenciamento ambiental” (Arcadis, 2020, vol. 1, p. 14).

²⁸ <https://ppi.gov.br/wp-content/uploads/2023/01/estudo-sobre-os-caminhos-para-o-avanco-do-licenciamento-ambiental-de-petroleo-e-gas-offshore-no-brasil-vol-1.pdf>

Isso não significa dizer que há estudos ou documentos suprimidos dos processos formais, mas que estão organizados e arquivados de tal forma que um agente externo tem grande dificuldade em estabelecer um fluxo cronológico completo de um determinado projeto.

3.6.1. ESTUDOS AMBIENTAIS

A elaboração dos estudos ambientais é orientada por termos e referência que indicam as informações e análises a serem apresentadas para subsidiar a decisão da autoridade licenciadora.

A definição do escopo de um estudo ambiental formula problemas que devem ser respondidos no desenvolver dos estudos – e, como se sabe, um problema bem formulado já traz metade da solução (SÁNCHEZ, 2008 apud TCU, 2009)²⁹. A adequada delimitação do escopo do licenciamento ambiental, seja dos estudos que subsidiam a tomada de decisão ou das medidas mitigadoras e compensatórias fixadas nas licenças, é determinante para a efetividade do instrumento.

O Acórdão 2.212/2009-TCU-Plenário chama a atenção para um estudo realizado pelo Ministério Público Federal (MPF), que constatou a falta de conexão entre o diagnóstico ambiental, a análise de impactos e as propostas de mitigação. O estudo realizado pela Arcadis também apontou a necessidade de garantir que as condicionantes fixadas no licenciamento estejam vinculadas aos impactos previamente identificados.

Quando se criticam os estudos extensos e sem foco, ou as condicionantes cada vez mais numerosas, é do recorte do escopo que se está tratando. Um bom estudo de impacto

²⁹ BRASIL. Tribunal de Contas da União. Acórdão 2.212/2009-TCU-Plenário, referente ao Processo TC 009.362/2009-4). Disponível em: <http://www.tcu.gov.br/Consultas/Juris/Docs/judoc/Acord/20091002/009-362-2009-4-MINAC.rtf>.

ambiental não se constrói somente com um bom diagnóstico, mas também com um adequado balanço entre diagnóstico, avaliação de impactos, prognóstico e propostas factíveis e eficazes de atenuação ou compensação dos impactos adversos e de valorização dos impactos benéficos.

No processo de licenciamento ambiental federal, a emissão do termo de referência ocorre após o preenchimento da Ficha de Caracterização da Atividade (FCA), na qual devem constar as informações relevantes para que o órgão ambiental tenha clareza sobre as características do projeto e as feições ambientais da área em que se pretende inseri-lo.

Averificação dos estudos é etapa obrigatória instituída pelo art. 18 da Instrução Normativa Ibama nº 184/2008, segundo o qual “após recebido o estudo ambiental o Ibama providenciará a realização da verificação do estudo, definindo sua aceitação para análise ou sua devolução, com devida publicidade”.

Nota-se que, embora a referida Instrução não se aplique de forma ampla ao licenciamento ambiental de empreendimentos de petróleo offshore, conforme disposto em seu art. 52, esta etapa vem sendo aplicada pelo Ibama nos licenciamentos do setor³⁰, especialmente nos casos de relatórios em linguagem não técnica, com base no § 4º do art. 21 da Portaria nº 422/2011.

Quando se aplica a etapa de verificação, o órgão ambiental deve realizá-la em até 30 (trinta) dias, contados do protocolo do estudo ambiental, definindo sua aceitação para análise ou sua devolução para adequações, com a devida publicidade. Após o aceite, o empreendedor precisa disponibilizar cópia dos estudos ambientais, conforme orientações do órgão ambiental. O empreendedor deve, ainda, providenciar o envio ao órgão ambiental do comprovante de entrega dos estudos ambientais aos destinatários definidos.

³⁰ Conforme exemplo citado por Vilardo (2023, p. 158), no caso da Foz do Amazonas.

Após a publicação no DOU referente ao aceite dos estudos e, eventualmente, da abertura de prazo para a solicitação de audiência pública, o estudo segue para análise técnica, iniciando-se a contagem oficial de tempo para a tomada de decisão do órgão ambiental.

Ainda em relação à etapa de análise dos estudos, cabe tecer alguns comentários sobre a qualidade técnica dos materiais submetidos à análise do órgão ambiental. Conforme registrado no Acórdão 2.212/2009-TCU-Plenário, existe uma insuficiência de metodologia formal para analisar a qualidade dos Estudos de Impacto Ambiental apresentados ao Ibama. O Tribunal ressalta que várias são as consequências de um estudo de impacto ambiental deficiente, dentre elas: comprometimento do processo de AIA e da gestão ambiental do empreendimento; aumento dos custos e dos prazos de licenciamento, dificuldade de monitoramento e acompanhamento, impactos ambientais não mitigados, etc.

Segundo Sánchez (2013, p. 456), a existência de um conjunto de critérios ou diretrizes preestabelecidas para orientar o trabalho do analista pode ser um facilitador, pois ajuda a reduzir a subjetividade da análise e pode levar a resultados mais consistentes e reproduzíveis (quando grupos diferentes de analistas podem chegar às mesmas conclusões). O autor cita importante reflexão contida no manual da *United Nations Environment Programme* (Unep)³¹, pela qual se defende que “a análise consistente e previsível dos EIAs é importante para o tomador de decisão, para o proponente e para o público”, ao passo que “a qualidade dos EIAs pode ser melhorada quando o proponente conhece as expectativas da autoridade pública que gera o processo de AIA”.

³¹ UNEP, UNITED NATIONS ENVIRONMENT PROGRAMME. Environmental impact assessment training resource manual. Nairobi/Canberra: UNEP Environment and Economics Unit/Australia Environmental Protection Agency, 1996.

No já citado Acórdão 2.212/2009-TCU-Plenário, o TCU detectou em auditoria que o Ibama não possui indicadores e critérios formais de avaliação dos impactos ambientais para cada tipologia de obra. Em outras palavras, a autarquia não possui critérios objetivos para definir quando um estudo é considerado suficiente ou insuficiente, tampouco para avaliar se um empreendimento é viável ou inviável.

As iniciativas nesse sentido, organizadas pelo corpo técnico da Diretoria de Licenciamento Ambiental do Ibama, não se refletiram, até o momento, em regra formal institucionalizada para o setor de O&G, ainda que a atividade sísmica possua um guia de avaliação de impacto em estágio avançado de desenvolvimento.

A falta de regras formais, somada à deficiente gestão do conhecimento, torna o licenciamento ambiental um processo instável e repleto de reviravoltas, especialmente quando há mudanças na composição da equipe técnica no curso do processo. Merece registro o seguinte excerto do Acórdão nº 2.856/2011-TCU-Plenário:

Assim é importante que os critérios técnicos e metodológicos adotados na análise e concessão de licenças ambientais sejam padronizados e harmonizados para facilitar o estabelecimento de exigências e o controle e inspeção dos aspectos ambientais nos empreendimentos, para uniformizar e dar transparência ao processo de licenciamento, e para que os empreendedores conheçam quais os critérios são adotados pelo órgão ambiental para a concessão das licenças.

[...] o Instituto deve definir de forma clara e objetiva, via padronização ou regulamentação, quais são os critérios que uma vez observados pelo empreendedor conceda uma maior agilidade e efetividade nos processos de licenciamento

ambiental. A carência de padrões para nortear os analistas nas instruções do processo e o empreendedor na elaboração do projeto e demais etapas do licenciamento ambiental, atenta contra o princípio da publicidade, pois o processo de licenciamento torna-se imprevisível, uma “caixa-preta”, no qual não estão claros quais os critérios de análise adotados pelo órgão ambiental para concessão de licenças e quais as exigências que devem ser atendidas pelo empreendedor.

Embora o acórdão não trate especificamente do setor de O&G, suas conclusões se aplicam em grande medida. Diante da falta de critérios objetivos para a avaliação da suficiência e adequação dos estudos ambientais, a incerteza da decisão é marcante, sendo frequentes os pedidos de complementação e ajustes.

3.6.1.1 DOS PEDIDOS DE COMPLEMENTAÇÃO

Como bem demonstra o TCU, o “diagnóstico ambiental é a parte mais facilmente criticável dos EIA”, haja vista que os inventários sempre podem ser mais detalhados e as análises mais aprofundadas. O Tribunal indica, por essa razão, a necessidade de estabelecer qual a extensão e o grau de detalhe dos estudos que fundamentam a análise dos impactos e a proposição de medidas de gestão, de modo que a análise técnica do EIA tenha como referência esses requisitos mínimos.

Para fins de contabilização do número de complementações, precisam ser consideradas conjuntamente os pedidos de correção/complementação, assim como reiteração de pedidos não atendidos. Embora vigore desde 1997 a regra que permite uma única complementação, esta vem sendo recorrentemente

negligenciada. A Resolução Conama nº 237/1997, sobre esse assunto, especifica:

Art. 10 - O procedimento de licenciamento ambiental obedecerá às seguintes etapas:

[...]

IV - Solicitação de esclarecimentos e complementações pelo órgão ambiental competente, integrante do SISNAMA, uma única vez, em decorrência da análise dos documentos, projetos e estudos ambientais apresentados, quando couber, podendo haver a reiteração da mesma solicitação caso os esclarecimentos e complementações não tenham sido satisfatórios;

A regra foi posteriormente reforçada pela Lei Complementar nº 140/2011, nos seguintes termos:

Art. 14. Os órgãos licenciadores devem observar os prazos estabelecidos para tramitação dos processos de licenciamento.

§ 1º As exigências de complementação oriundas da análise do empreendimento ou atividade devem ser comunicadas pela autoridade licenciadora de uma única vez ao empreendedor, ressalvadas aquelas decorrentes de fatos novos.

Embora a regra seja clara em relação ao número de complementações, o limite é flexibilizado com frequência, por vezes a pedido do próprio empreendedor, que opta por apresentar mais informações e esclarecimentos para não ter seu projeto indeferido.

Isso pode ser observado, por exemplo, no despacho de indeferimento do pedido de licença pela empresa Total, em 2018, para bloco localizado na Bacia da Foz do Amazonas:

[...] são notórias as dificuldades encontradas pela empresa para solucionar questões técnicas para a realização de perfuração, em especial aquelas ligadas a apresentar um Plano de Emergência Individual que seja exequível e compatível com a extrema sensibilidade ambiental da região. Sensibilidade esta já identificada, mas também potencial, visto que a área ainda apresenta lacunas expressivas, em especial em relação ao chamado Sistema Recifal da Foz do Amazonas.

Em um cenário de produção, as preocupações seriam ainda maiores, uma vez que os impactos previstos são também mais significativos. Dessa forma, se a empresa, após cinco versões do EIA, ainda tem dificuldades de apresentar um projeto satisfatoriamente seguro para operar uma perfuração exploratória nestes blocos, desperta dúvida se, caso superada esta etapa, a mesma seria capaz de desenvolver um projeto de produção e escoamento compatível com as características da Bacia da Foz do Amazonas. (Parecer Técnico nº 215/2018 COEXP/CGMAC/DILIC).

Esse número excessivo de pedidos de complementação pode ser explicado, em determinados casos, pelo fato de que as análises por vezes são mais caracterizadas como uma avaliação dialogada, com contatos dinâmicos de esclarecimento e debate com o empreendedor, do que uma execução estanque e sequencial das etapas de análise, complementação e decisão.

Essa prática tem fundamento na Portaria MMA nº 422/2011, que permite, a critério do Ibama e de forma

justificada, a possibilidade de emissão de pareceres técnicos parciais, relativos a análises de questões específicas dos estudos ambientais. Isso faz com que não haja uma etapa única de complementação, mas uma troca substancial de comunicações entre órgão licenciador e empreendedor para esclarecimentos, ajustes e complementações.

3.6.2. PARTICIPAÇÃO SOCIAL

Nos termos da Resolução Conama nº 9, de 3 de dezembro de 1987, que dispõe sobre a realização de Audiências Públicas no processo de licenciamento ambiental, combinado com Instrução Normativa Ibama nº 184/2008, que prevê a publicação do aceite dos estudos no Diário Oficial da União (DOU), quando se tratar de EIA/Rima, o órgão ambiental federal deve realizar a publicação de edital quanto ao aceite do estudo, informando os locais em que o Rima estará disponível ao público interessado, bem como informando sobre a abertura do prazo de 45 (quarenta e cinco) dias para a solicitação de audiência pública. Para os demais estudos, é facultada ao órgão a publicação de edital com abertura de prazo para solicitação de audiências públicas ou reuniões técnicas informativas.

Com relação às audiências públicas, destaca-se que, conforme a Resolução Conama nº 9/1987, a atividade é uma das etapas do processo e a definição de sua necessidade é feita a critério do órgão ambiental, ou por solicitação de entidade civil, ou do Ministério Público, ou por abaixo-assinado de pelo menos 50 (cinquenta) cidadãos. No caso de haver solicitação na forma regimental e o órgão ambiental negar a realização da(s) audiência(s) pública(s), a licença prévia concedida é considerada nula.

3.6.2.1 DA OITIVA DAS COMUNIDADES INDÍGENAS E TRIBAIS

Aplicam-se ao licenciamento ambiental os dispositivos que tratam da oitiva das comunidades indígenas e tribais estabelecidas no Decreto nº 10.088, de 5 de novembro de 2019, que consolida atos normativos editados pelo Poder Executivo Federal que dispõem sobre a promulgação de convenções e recomendações da Organização Internacional do Trabalho (OIT) ratificadas pela República Federativa do Brasil.

O Anexo LXXII do referido Decreto traz à baila a Convenção nº 169 da OIT sobre Povos Indígenas e Tribais, adotada em Genebra, em 27 de junho de 1989; aprovada pelo Decreto Legislativo nº 143, de 20 de junho de 2002; depositado o instrumento de ratificação junto ao Diretor Executivo da OIT em 25 de julho de 2002; entrada em vigor internacional em 5 de setembro de 1991, e, para o Brasil, em 25 de julho de 2003, nos termos de seu art. 38; e promulgada em 19 de abril de 2004.

Nos termos da referida Convenção, os governos deverão “consultar os povos interessados, mediante procedimentos apropriados e, particularmente, através de suas instituições representativas, cada vez que sejam previstas medidas legislativas ou administrativas suscetíveis de afetá-los diretamente”. No caso do licenciamento ambiental, a medida administrativa a qual se refere a Convenção é a licença ambiental.

Embora não seja esperada a sobreposição das atividades de exploração e produção de O&G offshore com territórios indígenas e tradicionais, o fato é que a exigência da consulta é mais abrangente e se estende até onde os impactos diretos forem verificados. Essa delimitação é controversa, o que já motivou a exigência de consultas a povos indígenas e tradicionais mesmo em projetos do pré-sal.

3.6.3 DAS VISTORIAS TÉCNICAS

A realização de vistorias técnicas é componente

essencial do processo do licenciamento e garante que as análises realizadas nos gabinetes se aproximem e se conectem com a realidade local de cada atividade ou empreendimento. Essa atividade pode ocorrer em diferentes etapas do processo, seja na fase de elaboração do TR, de análise dos estudos ou do acompanhamento da implantação e operação do empreendimento.

No setor de O&G, as visitas técnicas são um ponto crítico em função do desafio de harmonizar a disponibilidade das sondas, embarcações e equipes do empreendedor com a disponibilidade dos profissionais dos órgãos ambientais, o que pode causar prejuízos aos cronogramas projetados.

3.6.4 DA DECISÃO

A tomada de decisão no processo de licenciamento ambiental tem se tornado uma etapa cada vez mais complexa, diante da multiplicidade de variáveis e critérios que passam a compor as análises técnicas, sem que haja uma parametrização prévia para orientar a decisão.

Segundo Bim (2018, p. 26):

O processo decisório do licenciamento ambiental é aquele no qual o órgão ambiental opta por permitir, com ou sem condicionantes, ou negar certa atividade ou empreendimento com, no mínimo, algum risco ao meio ambiente. Ele o faz após avaliar a extensão do impacto ambiental – positivo ou negativo – e a importância da atividade ou empreendimento. [...]

O licenciamento ambiental é instrumento pelo qual se realiza uma ponderação dos valores em jogo. Ao balancear valores complexos e conflitantes (OLIVEIRA, 2014, p.146), ele tem como

papel harmonizar interesses em conflito (DANTAS, 2015, p. 51) para proceder ao juízo de viabilidade ambiental. Essa harmonização traduz-se em juízo discricionário do órgão licenciador e consiste basicamente no quanto se admite em termos de impactos ambientais e em quais condições.

Com base no parecer técnico conclusivo, portanto, o órgão ambiental defere ou indefere o pedido de licença. Não se trata de decisão vinculante, sendo admissível a opção por encaminhamento diverso do opinativo manifestado pelo opinativo técnico, exigindo-se, em qualquer caso, a fundamentação do ato administrativo.

Para que se dê os devidos contornos à decisão do processo de licenciamento ambiental, é necessário ter em mente quais são os seus objetivos, seja no processo mais complexo, instruído com EIA, seja nos menos complexos, instruídos com estudos mais simples ou mesmo baseados em condicionantes pré-definidas.

Vejam os inicialmente o caso mais complexo. Como bem destacado no Acórdão 2.212/2009-TCU-Plenário, a compreensão dos objetivos e propósitos da AIA é essencial para apreender seus papéis e funções, assim como para apreciar seu alcance e seus limites. De acordo com Wathern (1988) apud Sánchez (2008)³², o objetivo da AIA não é o de forçar os tomadores de decisão a adotar a alternativa de menor dano ambiental, pois, se assim fosse, poucos projetos seriam implementados. O impacto ambiental é apenas uma das questões.

A International Association for Impact Assessment – IAIA³³ (apud Acórdão 2.212/2009-TCU-Plenário) assim define os objetivos da avaliação de impacto ambiental:

³² SÁNCHEZ, Luis Enrique. Avaliação de Impacto Ambiental: conceitos e métodos. São Paulo: Oficina de Textos, 2008.

³³ IAIA – International Association for Impact Assessment. Principles of Environmental Impact Assessment Best Practice. Fargo: IAIA, Special publication v.1, 1999.

1. Assegurar que as considerações ambientais sejam explicitamente tratadas e incorporadas ao processo decisório;
2. Antecipar, evitar, minimizar ou compensar os efeitos negativos relevantes: biofísicos, sociais e outros;
3. Proteger a produtividade e a capacidade dos sistemas naturais, assim como os processos ecológicos que mantêm suas funções;
4. Promover o desenvolvimento sustentável e otimizar o uso e as oportunidades de gestão de recursos.

Sánchez (1993 apud TCU, 2009) afirma que a AIA é eficaz quando desempenha quatro papéis complementares: 1 – Ajuda à decisão; 2 – Ajuda à concepção de projetos; 3 – Instrumento de negociação social e 4 – Instrumento de gestão ambiental. O autor afirma que o debate sobre ônus e benefícios de projetos de desenvolvimento é atualmente mediado pela avaliação de impacto ambiental, que passou a desempenhar um papel de instrumento de negociação entre atores sociais. Dessa forma, o processo de AIA pode organizar o debate com os interessados (a consulta pública é parte do processo), tendo o EIA e o Rima como fontes de informação e base para as negociações.

O Acórdão 2.212/2009-TCU-Plenário também destaca que a AIA tem o papel de facilitar a gestão ambiental do futuro empreendimento. A aprovação do projeto implica certos compromissos assumidos pelo empreendedor, que são delineados no estudo de impacto ambiental, podendo ser modificados em virtude de negociações com os interessados. A maneira de implementar as medidas mitigadoras e compensatórias, seu cronograma, a participação de outros atores como parceiros e os indicadores de sucesso podem ser estabelecidos durante o processo de AIA, que não termina com a aprovação de uma licença, mas continua durante todo o ciclo de vida

do projeto.

Nos termos da Lei nº 9.784, de 29 de janeiro de 1999, que regula o processo administrativo no âmbito da Administração Pública Federal, o prazo para a tomada de decisão após a instrução processual é de trinta dias, conforme se extrai dos dispositivos reproduzidos a seguir:

CAPÍTULO XI

DO DEVER DE DECIDIR

Art. 48. A Administração tem o dever de explicitamente emitir decisão nos processos administrativos e sobre solicitações ou reclamações, em matéria de sua competência.

Art. 49. Concluída a instrução de processo administrativo, a Administração tem o prazo de até trinta dias para decidir, salvo prorrogação por igual período expressamente motivada.

Na cadeia decisória do licenciamento ambiental federal, após a emissão do parecer técnico por equipe designada, o processo ainda segue para despacho opinativo da coordenação de área, coordenação geral e diretoria, antes de seguir para decisão da presidência da autarquia.

A decisão pode acolher ou divergir do opinativo técnico, exigida, em qualquer caso, a devida fundamentação.

3.6.5. MATRIZ DE RESPONSABILIDADES

Nos termos do art. 6º da Lei nº 6.938/1981, o Sisnama é estruturado conforme se mostra no Quadro 2.

QUADRO 2 – ESTRUTURA DO SISNAMA E SUAS ATRIBUIÇÕES

Componente	Atribuição
Órgão Superior	Conselho de Governo , com a função de assessorar o Presidente da República na formulação da política nacional e nas diretrizes governamentais para o meio ambiente e os recursos ambientais
Órgão consultivo e deliberativo	Conselho Nacional do Meio Ambiente (Conama) , com a finalidade de assessorar, estudar e propor ao Conselho de Governo diretrizes de políticas governamentais para o meio ambiente e os recursos naturais, e deliberar, no âmbito de sua competência, sobre normas e padrões compatíveis com o meio ambiente ecologicamente equilibrado e essencial à sadia qualidade de vida.
Órgão central	Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima (MMA) ³⁴ , com a finalidade de planejar, coordenar, supervisionar e controlar, como órgão federal, a política nacional e as diretrizes governamentais fixadas para o meio ambiente.
Órgãos executores	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama) e Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (Instituto Chico Mendes) , com a finalidade de executar e fazer executar a política e as diretrizes governamentais fixadas para o meio ambiente, de acordo com as respectivas competências.
Órgãos Seccionais	Órgãos ou entidades estaduais responsáveis pela execução de programas, projetos e pelo controle e fiscalização de atividades capazes de provocar a degradação ambiental.
Órgãos Locais	Órgãos ou entidades municipais, responsáveis pelo controle e fiscalização dessas atividades, nas suas respectivas jurisdições.

Fonte: Elaboração própria.

Conforme dispõe o art. 6º da Resolução Conama nº 237/1997, “os empreendimentos e atividades serão licenciados em um único nível de competência”. A regra

³⁴ O texto da lei ainda faz referência à Secretaria do Meio Ambiente da Presidência da República, cujo papel atualmente é desempenhado pelo Ministério do Meio Ambiente.

foi reforçada na Lei Complementar nº 140/2011, cujo art. 13 especifica que “os empreendimentos e atividades são licenciados ou autorizados, ambientalmente, por um único ente federativo, em conformidade com as atribuições estabelecidas nos termos desta Lei Complementar”. O que mudou de 2011 em diante foram os critérios aplicados para a definição da competência, que deixaram de considerar a abrangência do impacto e passaram a se pautar pela localização do empreendimento ou características intrínsecas a ele que o alcem à competência federal.

Mesmo tramitando em uma única esfera³⁵, pode haver participação de outros entes no processo quando o objeto apresenta potencial para impactar: bens culturais acautelados, terras indígenas, terras quilombolas, unidades de conservação ou regiões endêmicas de malária. Nesses casos, órgãos e entidades da administração pública deverão se manifestar no âmbito do processo de licenciamento ambiental.

A principal norma que rege o tema é a Portaria Interministerial MMA-MS-MJ-MC nº 60, de 24 de março de 2015, que regulamenta a atuação dos órgãos e entidades da Administração Pública Federal envolvidos no licenciamento ambiental de que trata o art. 14 da Lei nº 11.516, de 28 de agosto de 2007³⁶.

Dependendo da localização da atividade ou empreendimento, outros órgãos são envolvidos no processo

³⁵ Lei Complementar nº 140, de 8 de dezembro de 2011:

{...}

Art. 13. Os empreendimentos e atividades são licenciados ou autorizados, ambientalmente, por um único ente federativo, em conformidade com as atribuições estabelecidas nos termos desta Lei Complementar.

³⁶ Art. 14. Os órgãos públicos incumbidos da elaboração de parecer em processo visando à emissão de licença ambiental deverão fazê-lo em prazo a ser estabelecido em regulamento editado pela respectiva esfera de governo.

de licenciamento ambiental federal. De modo geral, esses órgãos atuam nas etapas de definição de escopo, análise técnica e acompanhamento do processo de licenciamento ambiental federal, de acordo com os seguintes critérios:

Funai: quando a atividade ou o empreendimento submetido ao licenciamento ambiental localizar-se em terra indígena ou apresentar elementos que possam ocasionar impacto socioambiental direto na terra indígena, respeitados os limites do anexo I da Portaria Interministerial MMA/MJ/MC/MS nº 60/15;

Incra: quando a atividade ou o empreendimento submetido ao licenciamento ambiental localizar-se em terra quilombola ou apresentar elementos que possam ocasionar impacto socioambiental direto na terra quilombola, respeitados os limites do anexo I da Portaria Interministerial MMA/MJ/MC/MS nº 60/15;

Iphan: quando a área de influência direta da atividade ou o empreendimento submetido ao licenciamento ambiental localizar-se em área onde foi constatada a ocorrência dos bens culturais acautelados referidos no art. 2º, inciso II, da Portaria Interministerial MMA/MJ/MC/MS nº 60/15; e

SVS/MS: quando a atividade ou o empreendimento localizar-se em municípios pertencentes às áreas de risco ou endêmicas para malária;

Órgão federal, estadual ou municipal responsável pela gestão ou criação da unidade de conservação: quando a atividade ou empreendimento afetar unidade de conservação da natureza ou sua zona de amortecimento, de acordo com a Resolução Conama nº 428/10 e Instrução Normativa Conjunta nº 08/19.

ICMBIO: quando houver impactos da atividade ou empreendimento sobre espécies ameaçadas de extinção, nos casos em que o Ibama julgar pertinente, conforme

Instrução Normativa Conjunta nº 08/19.

Ainda, de acordo com a Resolução Conama nº 10/96, o ICMBIO, a Secretaria de Patrimônio da União e Ministério da Marinha deverão ser ouvidos quando a atividade ou empreendimento licenciado se localizar nas praias, relacionadas no seu art. 2º, onde ocorre a desova de tartarugas marinhas.

As manifestações dos órgãos e entidades envolvidos sobre os estudos, planos, programas e condicionantes devem guardar relação direta com os impactos identificados nos estudos desenvolvidos para o licenciamento da atividade ou do empreendimento (Portaria Interministerial 60/15, art. 16; Instrução Normativa Conjunta nº 08/19, art. 6º, §1º e 12, §1º.)

O Quadro 3 lista os órgãos e entidades envolvidos no processo de licenciamento e o respectivo ato normativo que rege essa participação:

QUADRO 3 – ÓRGÃOS E ENTIDADES ENVOLVIDOS NO PROCESSO DE LICENCIAMENTO AMBIENTAL FEDERAL

Órgão/entidade	Normas de referência
Iphan	<ul style="list-style-type: none"> Portaria Interministerial MMA/MJ/MC/MS nº 60/2015 Instrução Normativa Iphan nº 1, de 25 de março de 2015
Funai	<ul style="list-style-type: none"> Portaria Interministerial MMA/MJ/MC/MS nº 60/2015 Instrução Normativa Funai nº 2, de 27 de março de 2015
Incra	<ul style="list-style-type: none"> Portaria Interministerial MMA/MJ/MC/MS nº 60/2015 Instrução Normativa Incra nº 111, de 22 de dezembro de 2023
ICMBio	<ul style="list-style-type: none"> § 3º do art.36 da Lei nº 9.985, de 18 de julho de 2000 Resolução Conama nº 428, de 17 de dezembro de 2010 Instrução Normativa Conjunta ICMBio/Ibama nº 08, de 27 de setembro de 2019 Instrução Normativa ICMBio nº 16, de 2 de abril de 2025
Ministério da Saúde	<ul style="list-style-type: none"> Resolução Conama nº 286, de 30 de agosto de 2001 Portaria Interministerial MMA/MJ/MC/MS nº 60/2015 Portaria SVS/MS nº 01, de 13 de janeiro de 2014
Gestores Estaduais e Municipais de Unidades de Conservação	<ul style="list-style-type: none"> § 3º do art. 36 da Lei nº 9.985, de 18 de julho de 2000 Resolução Conama nº 428, de 17 de dezembro de 2010
Órgãos estaduais e municipais de meio ambiente	<ul style="list-style-type: none"> § 1º do art. 4º da Resolução Conama nº 237, de 19 de dezembro de 1997 § 1º do art. 13 da Lei Complementar nº 140, de 2011

Fonte: Elaboração própria.

³⁷ A Portaria Interministerial MMA/MJ/MC/MS nº 60/2015 faz referência à Fundação Cultural Palmares. Porém, de acordo com o disposto no Decreto nº 10.252, de 20 de fevereiro de 2020, o qual aprovou a nova Estrutura Regimental do Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária (INCRA), a atribuição de coordenação das atividades de licenciamento ambiental em terras ocupadas pelas comunidades remanescentes de quilombo, que antes competia à Fundação Cultural Palmares (FCP), passou a ser da Autarquia Fundiária Federal, conforme art. 13, VII do referido normativo.

Considerando o dispositivo segundo o qual a atividade ou empreendimento será licenciado em uma única esfera, entende-se que atualmente o único interveniente com poder de veto no licenciamento ambiental federal é o ICMBio, com base no §3º do art. 36 da Lei nº 9.985, de 18 de julho de 2000. Esse entendimento é corroborado por Antunes (2014, p. 215), que assim explica:

[...] o parecer oferecido por uma unidade de conservação integrante de outra esfera administrativa não obriga àquela que está licenciando, o que modera os efeitos do poder de veto que passa a ser aplicável apenas quando a Unidade de Conservação afetada e o órgão licenciador forem do mesmo nível federativo”.

Trata-se de regra prevista na Lei Complementar nº 140/2011, nos seguintes termos:

Art. 13. Os empreendimentos e atividades são licenciados ou autorizados, ambientalmente, por um único ente federativo, em conformidade com as atribuições estabelecidas nos termos desta Lei Complementar.

§ 1º Os demais entes federativos interessados podem manifestar-se ao órgão responsável pela licença ou autorização, de maneira não vinculante, respeitados os prazos e procedimentos do licenciamento ambiental.

Embora pareça complexo o arranjo institucional que caracteriza o licenciamento ambiental no Brasil, é preciso ponderar que a existência de um licenciamento único ainda é menos controverso do que diferentes esferas federativas emitindo decisões sobre um mesmo projeto.

3.6.6. Condicionantes e Outros Fatores Críticos

Segundo o princípio do poluidor-pagador, o empreendedor de uma atividade causadora de impactos ambientais negativos tem a obrigação de internalizar a quantia referente aos mecanismos de prevenção e controle ambiental, de forma a incorporar os custos ambientais aos custos gerais do empreendimento³⁸.

Destaca-se a seguinte reflexão trazida pelo Acórdão 2.212/2009-TCU-Plenário:

Bailey, Hobbs e Morrison-Saunders (1992) apud Sánchez (2008) argumentam que a utilidade da AIA não se encontra tanto no acerto das previsões de impacto, mas no foco na gestão de impactos. O mesmo autor, citando Noble e Storey (2004), conclui que o que se deve realmente gerenciar são os impactos reais e não os previstos. Por isso é que a fase de acompanhamento do processo de AIA é apontada com uma etapa crítica para seu sucesso. Mas, para isso, é preciso estabelecer objetivos e metas.

Nesta função, portanto, o grande desafio dos órgãos ambientais é a definição de medidas eficazes, razoáveis e proporcionais aos impactos ambientais esperados para o empreendimento ou atividade licenciada.

Outro fator crítico que não passa despercebido na estruturação de projetos de O&G offshore é a dinamicidade com que as normas e regras são alteradas, muitas vezes sem a participação do setor ou da sociedade em sua elaboração, bem como sem uma prévia avaliação do

³⁸ O BENJAMIN, Antônio Herman V. Dano ambiental: Prevenção, reparação e repressão. São Paulo: Ed. RT, 1993.

impacto regulatório.

Somam-se a isso as obrigações e regras desatreladas de um processo normativo, impostas nas conclusões de pareceres técnicos e repassados aos empreendedores via ofício.

O processo de elaboração e discussão de propostas de normativos é extremamente relevante para o aprimoramento das políticas públicas e, para que sejam alcançados os efeitos desejados, duas questões são primordiais: a adequada delimitação do problema e a avaliação prévia dos impactos da solução proposta. A antecipação dessa análise tende a gerar regras com maior equilíbrio e sintonia entre meios e fins.

Nos termos do Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020, análise de impacto regulatório (AIR) é o procedimento, a partir da definição de problema regulatório, de avaliação prévia à edição dos atos normativos, que contém informações e dados sobre os seus prováveis efeitos, para verificar a razoabilidade do impacto e subsidiar a tomada de decisão.

Essa avaliação tem como principal vantagem proporcionar aos agentes públicos elementos que os permitam fazer melhores escolhas normativas, o que tende a reduzir a insegurança jurídica que atualmente assola o setor.

Tão importante quanto a avaliação de impacto regulatório é a definição sobre as esferas competentes para a expedição de atos com caráter normativo nas instituições que atuam no licenciamento ambiental federal.

Em um contexto de atos numerosos e pouco organizados, merece destaque o trabalho realizado a partir do Decreto nº 10.139, de 29 de novembro de 2019, que dispõe sobre a revisão e a consolidação dos atos normativos inferiores a decreto, editados por órgãos e entidades da administração pública federal direta, autárquica e fundacional.

Embora já tenha sido revogado³⁹, o regulamento teve o papel fundamental de provocar uma ampla revisão e consolidação dos atos normativos inferiores a decreto, padronizando os tipos normativos e seus requisitos. Em seu escopo, o Decreto nº 10.139, de 29 de novembro de 2019, contemplava expressamente: portarias, resoluções, instruções normativas, ofícios e avisos, orientações normativas, diretrizes, recomendações, despachos de aprovação e quaisquer outros atos inferiores a decreto com conteúdo normativo.

A menção a “qualquer outro ato inferior a decreto com conteúdo normativo” se mostra pertinente aos temas afetos ao licenciamento ambiental federal, tendo em vista a existência de atos com diferentes nomenclaturas e procedimentos de validação pelos órgãos competentes. Pode ser citado como exemplo o “Procedimento para emissão de Autorizações de Captura, Coleta e Transporte de Materiais Biológico no Âmbito do Processo de Licenciamento Ambiental”, que vigorou no licenciamento ambiental federal até sua expressa revogação pela Instrução Normativa Ibama nº 8, de 14 de julho de 2017.

Na mesma linha, o licenciamento de O&G pelo Ibama é caracterizado por uma série de Notas Técnicas que vinculam o procedimento, ainda que sem passar pelo rito de aprovação a que se submeteria um ato normativo formal.

Nesse cenário, a avaliação de impacto regulatório e a especificação dos agentes capazes de emitir atos cogentes é fundamental.

³⁹ Revogado pelo Decreto nº 12.002, de 22 de abril de 2024, que estabelece normas para elaboração, redação, alteração e consolidação de atos normativos.

3.7. GESTÃO, MONITORAMENTO E FISCALIZAÇÃO AMBIENTAL

Conforme registrado no Acórdão 2.856/2011-TCU, em relação ao pós-licenciamento, a legislação ambiental somente menciona a etapa do acompanhamento na Resolução Conama nº 1/1986, arts. 6º, inciso IV, e 9º, inciso VII, a qual estabelece que cabe ao empreendedor elaborar programa de acompanhamento e monitoramento dos impactos negativos e positivos da obra, e que este programa deve estar contido no Rima.

Registra-se, todavia, que o normativo não definiu formalmente qual o seu alcance e quais os procedimentos a serem adotados. O mesmo acontece com a Portaria MMA nº 422/2011, que menciona a etapa sem detalhá-la.

Os objetivos do acompanhamento, segundo Sánchez (2006 apud Acórdão 2.856/2011-TCU), são:

- i) garantir o cumprimento das condicionantes da licença ambiental e demais autorizações, como a Autorização de Supressão de Vegetação (ASV);
- ii) adaptar o projeto ou seus programas ambientais em caso de ocorrência de impactos não previstos ou de ineficácia das medidas mitigadoras;
- iii) demonstrar o cumprimento das obrigações legais e que os objetivos e metas dos programas ambientais foram atingidos;
- iv) fornecer elementos para aperfeiçoamento do processo de avaliação de impacto ambiental.

O acompanhamento ambiental é uma tarefa partilhada entre o empreendedor e o órgão ambiental. Ao empreendedor cabe (Sánchez, 2006 apud Acórdão 2.856/2011-TCU):

- i) atender todas as condicionantes da licença ambiental, os requisitos legais e demais compromissos;
- ii) demonstrar o cumprimento de todos os requisitos

aplicáveis (legislação, condicionantes de licenças, requisitos de agentes financeiros, compromissos assumidos com partes interessadas);

iii) coletar evidências ou provas documentais do cumprimento dos requisitos;

iv) organizar e manter registros de sua atuação e dos resultados alcançados.

Ao órgão ambiental cabe (Acórdão 2.856/2011-TCU):

i) verificar e fiscalizar o atendimento às condicionantes e à legislação;

ii) impor sanções em caso de não atendimento;

iii) demonstrar às partes interessadas que o empreendedor cumpriu os requisitos legais (e.g. Ministério Público, comunidade, imprensa);

iv) conferir e validar as evidências ou provas documentais fornecidas pelo empreendedor acerca do cumprimento dos requisitos legais.

O Acórdão 2.856/2011-TCU explica que diversas ferramentas de gestão podem ser utilizadas para o acompanhamento ambiental. O empreendedor pode empregar:

i) Monitoramento ambiental, entendido como ‘coleta sistemática e periódica de dados previamente selecionados, com o objetivo de verificar o atendimento a requisitos predeterminados’, como o atendimento a padrões legais ou o a metas de desempenho; no Brasil, um plano de monitoramento é obrigatoriamente apresentado no estudo de impacto ambiental (EIA) e, após aprovação ou modificação por parte do órgão ambiental, deve ser implementado;

ii) Supervisão ambiental, definida como uma atividade realizada de maneira contínua pela empresa ou seu representante, com a finalidade de verificar o cumprimento de exigências legais ou contratuais, de ordem ambiental, por parte de empreiteiros e demais contratados para a

implantação ou a operação de um empreendimento;

iii) Auditoria ambiental, entendida como uma atividade sistemática, documentada, objetiva e periódica que visa analisar a conformidade com critérios prescritos, neste caso o atendimento aos requisitos legais, às condicionantes da licença ambiental ou a outros critérios eventualmente aplicáveis (como os que podem ser impostos por agentes financeiros do projeto);

iv) Sistemas de gestão ambiental, tais como definidos pela norma NBR ISO 14001:2004.

Já o órgão ambiental realiza suas atividades de acompanhamento por meio de vistorias, análise de documentos e relatórios e preparação de pareceres conclusivos. A esses podem ser acrescentados mecanismos de acesso remoto a dados em tempo real, que têm qualificado e otimizado o acompanhamento pelos órgãos ambientais.

Como bem aponta o Acórdão 2.856/2011-TCU-Plenário, a responsabilidade primária pelo acompanhamento do objeto licenciado é do empreendedor, cabendo à autoridade licenciadora garantir que o acompanhamento seja implementado. O Tribunal de Contas, na referida auditoria, destacou a necessidade de haver mecanismos para retroalimentação ativa para o processo de AIA, o que foi apontado como fragilidade naquele momento.

Essa retroalimentação tem o potencial de comunicar melhor o real objetivo do licenciamento ambiental, que não é mera burocracia. Bim (2020, p. 49) defende que “a meta do processo de licenciamento ambiental é não perder o gerenciamento dos impactos ambientais, mantendo a viabilidade ambiental do empreendimento, motivo pelo qual tem como característica ser um moto perpetuo: nunca acaba ou transita em julgado”.

É por meio dos monitoramentos que se reúnem os dados para a avaliação da efetividade do licenciamento,

que movimentam o processo de aprendizado e melhoria contínua. Como bem descrito por Sánchez (2013, p. 496), os “resultados do monitoramento ambiental e dos programas de acompanhamento podem levar a novas modificações de projeto ou à necessidade de novas medidas mitigadoras, caso sejam detectados impactos significativos não previstos”.

Por fim, cabe ressaltar que, no Ibama, embora o acompanhamento da regularidade das atividades de exploração e produção de O&G seja feita preponderantemente pela Diretoria de Licenciamento Ambiental (Dilic), eventuais irregularidades passam pela Diretoria de Proteção Ambiental (Dipro) antes de eventual aplicação de sanção.

3.8. SÍNTESE DAS INEFICIÊNCIAS DA GOVERNANÇA AMBIENTAL NO BRASIL

Embora o setor possua um complexo arranjo normativo e institucional para sustentar governança ambiental do setor de O&G no Brasil, verifica-se que as ineficiências e incertezas que desembocam no licenciamento ambiental estão mais concentradas nas decisões sem parâmetro objetivo pré-definido e nos procedimentos baseados na praxe administrativa, sem fundamento em normas formais.

É preciso reconhecer a impossibilidade de eliminação das subjetividades que caracterizam o licenciamento desse setor, em função da dinamicidade e complexidade das relações que regem a atividade e sua interação com sistemas ecológicos e sociais complexos. De todo modo, a previsibilidade e segurança jurídica podem ser fortalecidas por meio do incremento na transparência e sistematização de boas práticas.

Embora seja notável a atuação do Tribunal de Contas da União no acompanhamento do Licenciamento Ambiental,

um estudo realizado por Viana (2019,p.97) chama a atenção para a falta de auditorias de conformidade no principal instrumento da PNMA, tendo em vista que a atuação do tribunal tem se concentrado na modalidade operacional. A autora assim analisa a questão:

Para as questões de meio ambiente, a total ausência de auditorias de conformidade merece ser tratada com atenção. Não há razões que justifiquem a ausência de controle sobre atos, contratos e procedimentos da Administração Pública na gestão ambiental. Tão importante quanto avaliar a eficácia e eficiência da governança é verificar a conformidade de atos e contratos com a lei. São diversos os temas ambientais de grande impacto e relevância para o País, com repercussões financeiras e de desenvolvimento significativas, que mereciam um olhar mais objetivo do TCU. Entre essas questões tem-se, por exemplo, o licenciamento ambiental, cujo processo nunca passou pelo crivo de uma auditoria de conformidade, apesar do seu impacto e importância para questões fundamentais ao desenvolvimento social e econômico.

Auditorias de conformidade tendem a favorecer a segurança jurídica dos processos ao fomentar controles de qualidade que evitem falhas comuns, como a falta de assinaturas em documentos, documentos assinados por autoridade incompetente para a emissão do ato, inversão de etapas ou execução tardia de determinadas tarefas obrigatórias.

Além disso, auditorias de conformidade seriam salutares à identificação de práticas sem respaldo normativo ou sem fundamentação adequada, induzindo

um processo de compliance positivo nos processos.

E quando o assunto são as normas e regulamentos, a ausência de avaliação prévia de impacto regulatório e a elaboração de normativos complexos por vezes sem a participação do setor também merecem atenção.

Por fim, a ausência de um planejamento estratégico eficaz, especialmente em novas fronteiras de exploração, tende a permanecer como principal impeditivo ao avanço dos projetos.

Nessa escala mais estratégica, uma das principais barreiras ao desenvolvimento sustentável da atividade de exploração e produção de O&G no Brasil está associada à sobrecarga do licenciamento ambiental como instrumento principal de gestão dos impactos do setor, enquanto deveriam ser operados vários outros instrumentos para garantir uma distribuição justa de ônus e benefícios dessa atividade.

Além da AAAS, cuja importância já foi defendida neste documento, merece destaque a necessidade de operacionalização e aprimoramento dos mecanismos de distribuição de benefícios, como os investimentos em Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PDI) e a aplicação dos recursos do Fundo Social criado pela Lei nº 12.351, de 2010.

Em relatório de levantamento realizado pelo Tribunal de Contas da União (TCU) em 2022, a Corte assim contextualiza a criação do Fundo:

“18. A descoberta do pré-sal no Brasil é um marco na história do país que remonta ao ano de 2006, quando a Petrobras encontrou indícios da existência de grandes reservas de petróleo e gás natural na camada pré-sal – a qual se estende por cerca de 800 km ao longo do litoral brasileiro, desde o Espírito Santo até Santa Catarina –, que logo se tornou uma

das maiores descobertas de petróleo do mundo nos últimos anos, com reservas estimadas em até 8 bilhões de barris.

19. Abria-se, assim, um novo horizonte para a exploração de petróleo no país, atraindo a atenção de empresas petrolíferas de todo o mundo. Neste contexto, surgiram debates sobre o uso dos recursos naturais do país, a gestão das participações governamentais e a distribuição dos benefícios para a sociedade. Uma das preocupações era evitar que, por conta das numerosas reservas de petróleo encontradas, o país apresentasse problemas associados ao efeito econômico chamado de “maldição dos recursos naturais”, fenômeno que ocorre quando um país rico em recursos naturais, como petróleo, gás, minérios, entre outros, não consegue transformar essa riqueza em benefícios econômicos e sociais para a população. Ao invés disso, a exploração desses recursos pode gerar desigualdades, corrupção, conflitos políticos e sociais, além de desestimular o desenvolvimento de outras áreas da economia, acabando por gerar dependência em relação ao setor extrativista.

20. Na esteira dessa discussão, a Lei 12.351/2010 instituiu um novo marco regulatório para a exploração dos recursos do pré-sal, criando, além do regime de Partilha da Produção, o Fundo Social do pré-sal (FS).

21. O Fundo Social consiste em um Fundo Soberano de Riqueza (FSR; do inglês Sovereign Wealth Funds – SWF) idealizado pelo Estado brasileiro como um instrumento para maximizar os benefícios para o país das receitas oriundas das atividades

petrolíferas na área do pré-sal e em áreas estratégicas, em função da natureza distinta destas em relação às demais receitas governamentais.”

[Relatório de Levantamento TCU TC 028.706/2022-6]

O Fundo social tem como finalidade constituir uma fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional, na forma de programas e projetos nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento:

“I - da educação;

II - da cultura;

III - do esporte;

IV - da saúde pública;

V - da ciência e tecnologia;

VI - do meio ambiente; e

VII - de mitigação e adaptação às mudanças climáticas e a seus efeitos e de enfrentamento das consequências sociais e econômicas de calamidades públicas; (Redação dada pela Medida Provisória nº 1.291, de 2025)

VIII - da infraestrutura social; e (Incluído pela Medida Provisória nº 1.291, de 2025)

IX - da habitação de interesse social. (Incluído pela Medida Provisória nº 1.291, de 2025)”

[art. 47 da Lei nº 12.351/2010]

O relatório do TCU estima que “no horizonte de 2023-2032, o Fundo Social arrecadará um montante financeiro da ordem de R\$ 968 bilhões”.

O potencial do instrumento para a consolidação dos benefícios da atividade de O&G é inegável, embora sua efetividade tenha sido comprometida por muito tempo em função da inoperância da estrutura de governança prevista em sua origem. De acordo com o TCU,

“a ausência de uma estrutura institucional capaz de direcionar o investimento social faz com que diversas das áreas que deveriam, por previsão legal, ser beneficiadas com os recursos do fundo jamais tenham recebido recursos dele advindos, tais como cultura, esporte, meio ambiente, ciência e tecnologia, e mitigação e adaptação às mudanças climáticas. Dessa forma, tem-se por esvaziada a finalidade do FS, qual seja, a de constituir fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional, na forma de programas e projetos de combate à pobreza e de desenvolvimento das diversas áreas elencadas (art. 47), bem como resta prejudicado o objetivo a ela correlato (art. 48, II).”

[Relatório de Levantamento TCU TC 028.706/2022-6]

O Tribunal destaca, entre os efeitos negativos gerados pela omissão na criação do conselho deliberativo:

- i) indefinição da prioridade de destinação dos recursos resgatados do FS para as finalidades estabelecidas no art. 47, observados o PPA, a LDO e a LOA;
- ii) ausência de fixação de metas, prazos de execução e planos de avaliação prévios à destinação de recursos, em coerência com as disposições estabelecidas no PPA;
- iii) ausência de criteriosa avaliação quantitativa e qualitativa durante todas as fases de execução dos programas e projetos empreendidos com recursos do FS;
- iv) ausência de monitoramento dos impactos efetivos sobre a população e as regiões de intervenção, que seria efetuado como apoio de instituições públicas e universitárias de pesquisa;
- v) ausência de observância de critérios de redução

das desigualdades regionais quando da destinação dos recursos;

vi) ausência de qualquer destinação de recursos a diversas das áreas que deveriam, por previsão legal, ser beneficiadas, tais como cultura, esporte, meio ambiente, ciência e tecnologia, e mitigação e adaptação às mudanças climáticas; e

vii) drenagem dos recursos do FS para amortização da dívida pública.

A solução para esse problema foi endereçada por meio da Medida Provisória nº 1.291, de 2025, bem como por meio do Decreto nº 12.424, de 3 de abril de 2025, que regulamenta o Conselho Deliberativo do Fundo Social, de que trata o art. 58 da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, e altera o Decreto nº 10.426, de 16 de julho de 2020.

É esperado que, com o efetivo funcionamento desse instrumento, os benefícios socioambientais do setor sejam mais efetivos, induzindo investimentos estruturais positivos que funcionem como um contraponto aos impactos negativos inerentes à atividade.

Sem isso, a tendência é que os investimentos continuem sendo postergados ou inviabilizados em função da insuficiência desse arranjo para garantir a sustentabilidade da atividade.

4. AVALIAÇÃO DE IMPACTOS ECONÔMICOS E SOCIAIS

4.1 RELEVÂNCIA ECONÔMICO-SOCIAL DO SETOR DE O&G PARA O BRASIL

4.1.1 PRODUÇÃO

O setor de O&G é estruturado em diferentes elos interdependentes, no nível upstream engloba pesquisa, exploração e produção de petróleo e gás natural, o midstream as infraestruturas de processamento, tratamento e movimentação; já o downstream inclui o beneficiamento, refino e distribuição dos seus derivados.

A fase da produção de petróleo e gás natural ocorre após as atividades de pesquisa e campanhas exploratórias para verificar a presença de hidrocarbonetos em determinadas áreas e a posterior avaliação da viabilidade da sua exploração. Isto é, antes do início da produção, investimentos são realizados e riscos são assumidos para tanto.

A produção do petróleo e gás natural pode ocorrer em diferentes ambientes, onshore e offshore, nesse

último caso, em águas rasas e profundas (pós e pré-sal). Além disso, alguns campos podem ser específicos para gás natural ou envolverem a extração dos dois tipos de hidrocarbonetos.

Atualmente no Brasil existem 441 campos de petróleo e gás natural em produção; em 17 bacias distintas; em 10 Estados da Federação. Do total de petróleo produzido no país, 77.09% são de campos contratados no modelo de concessão, 14.03% no formato de partilha e 8.88% na modalidade cessão onerosa; 49.54% são de campos do ambiente do pré-sal; 45.53% do pós-sal e 4.93% em campos onshore, operados por mais de 40 empresas;

No Brasil, importante contextualizar, até 1998 apenas a Petrobras produzia petróleo e gás natural no país. Após a Emenda Constitucional n.09, a Lei Federal 9.478/97 regulamentou a participação de outras empresas nas atividades de E&P, o que alterou significativamente o funcionamento do setor, que passou a ser estruturado a partir da política formulada pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e da regulação da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Nos últimos 25 anos a média da produção de petróleo no Brasil foi de 2.202.267,48 bbl/d; e 83.624MM m³/d de gás natural. Em 2000 a produção de petróleo no país foi da ordem de 1.230.600,42 bbl/d e de 36.326MM m³/d de gás natural. O país levou 10 anos (2010) para superar a marca de 2MM de bbl/d. Em 2010 foram produzidos 2.054.343,29 bbl/d, e 62.834 MM m³/d gás natural.

Os 10 anos seguintes também foram marcados por constante crescimento da produção de petróleo, especialmente pela fase de aumento do volume dos campos do pré-sal, conforme a tabela a seguir demonstra:

TABELA 1 - EVOLUÇÃO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO BRASIL

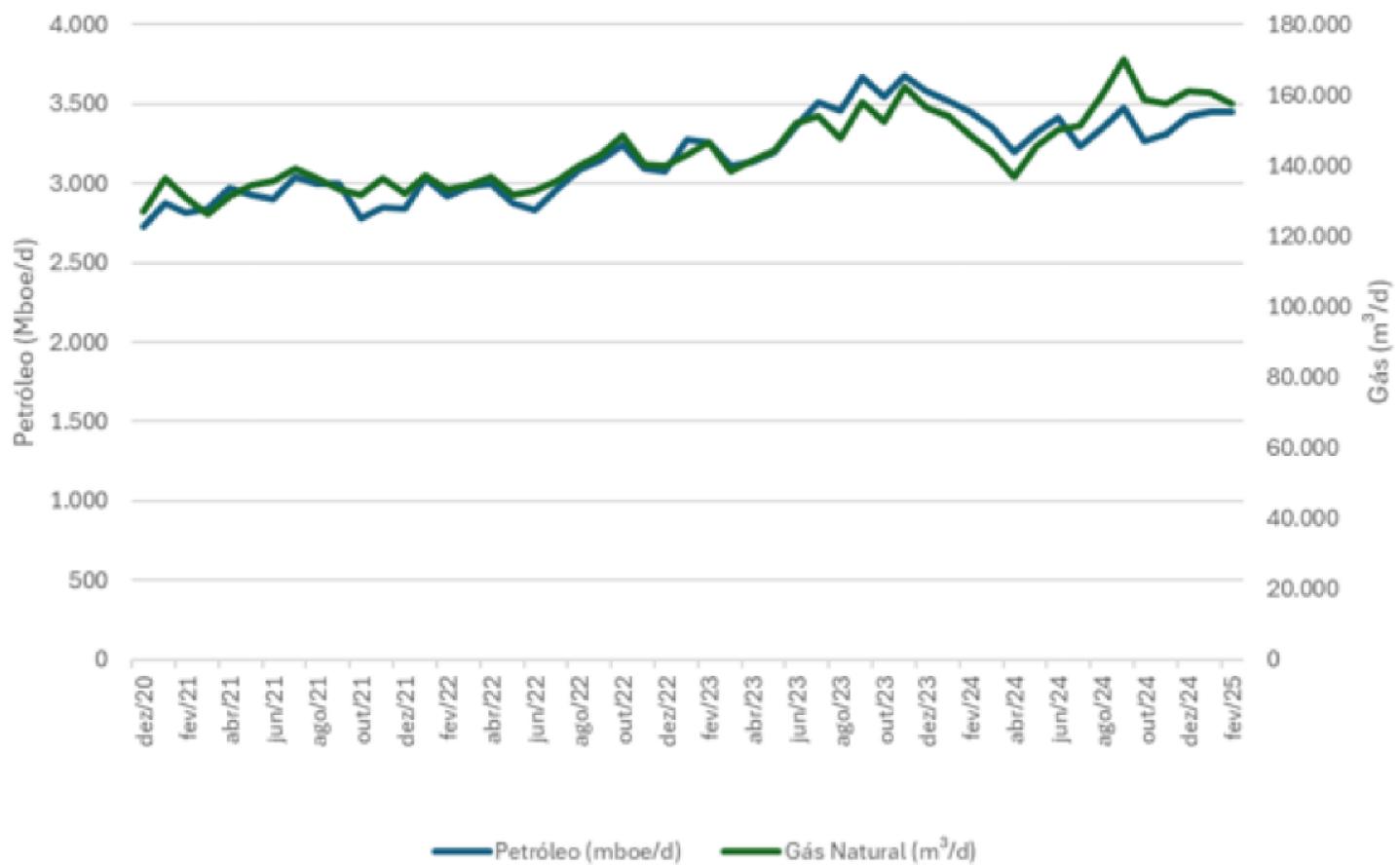
Ano	Produção (milhões bbl/d)	Variação % em relação ao ano anterior
2010	2,45	+2,40%
2011	2,50	+2,00%
2012	2,55	+1,96%
2013	2,60	+3,85%
2014	2,70	+3,85%
2015	2,80	+3,70%
2016	2,81	+0,36%
2017	2,85	+1,42+
2018	2,90	+1,75%
2019	2,94	+1,38%
2020	3,0	+2,04%

Fonte: Boletim Mensal da ANP

A fronteira dos 3 milhões de bbl/d de petróleo foi alcançada pela primeira vez em dezembro de 2019.

De 2020 a 2024 o setor continuou apresentando estabilidade no crescimento do volume produzido, em novembro de 2023 o setor produziu 3.677.940,33 bbl/d de petróleo, representando o maior volume já produzido, conforme indicado pelos dados da ANP.

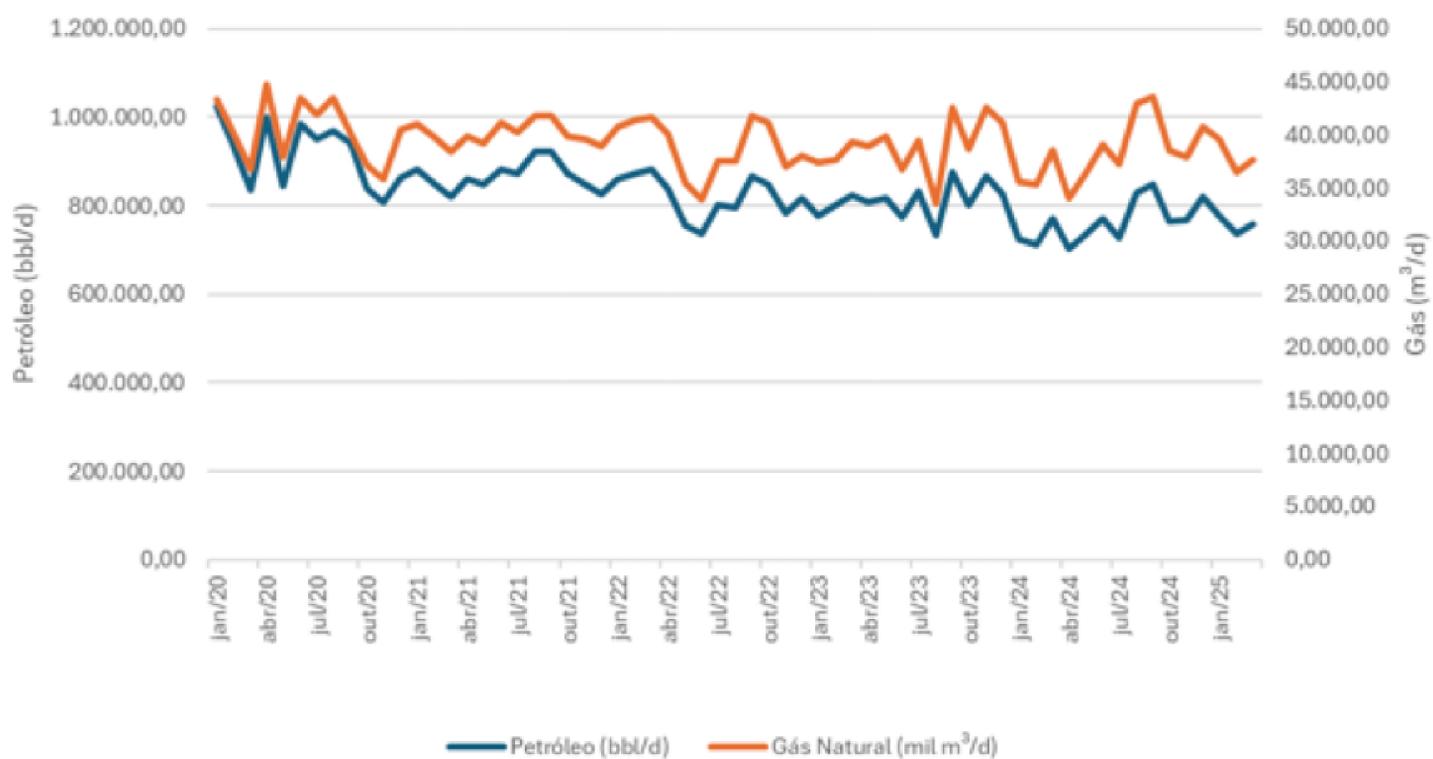
GRÁFICO 1 - PRODUÇÃO MENSAL DE PETRÓLEO E GÁS NÓ BRASIL



Fonte: Boletim Mensal da ANP

Por outro lado, verifica-se sinais da redução do processo de crescimento observado nos últimos anos, especialmente devido ao início do declínio de alguns campos do pré-sal, como é o caso do campo de Tupi, o maior em termos de volume entre esses, que começou a fase de declínio do aumento de sua produção em 2023.

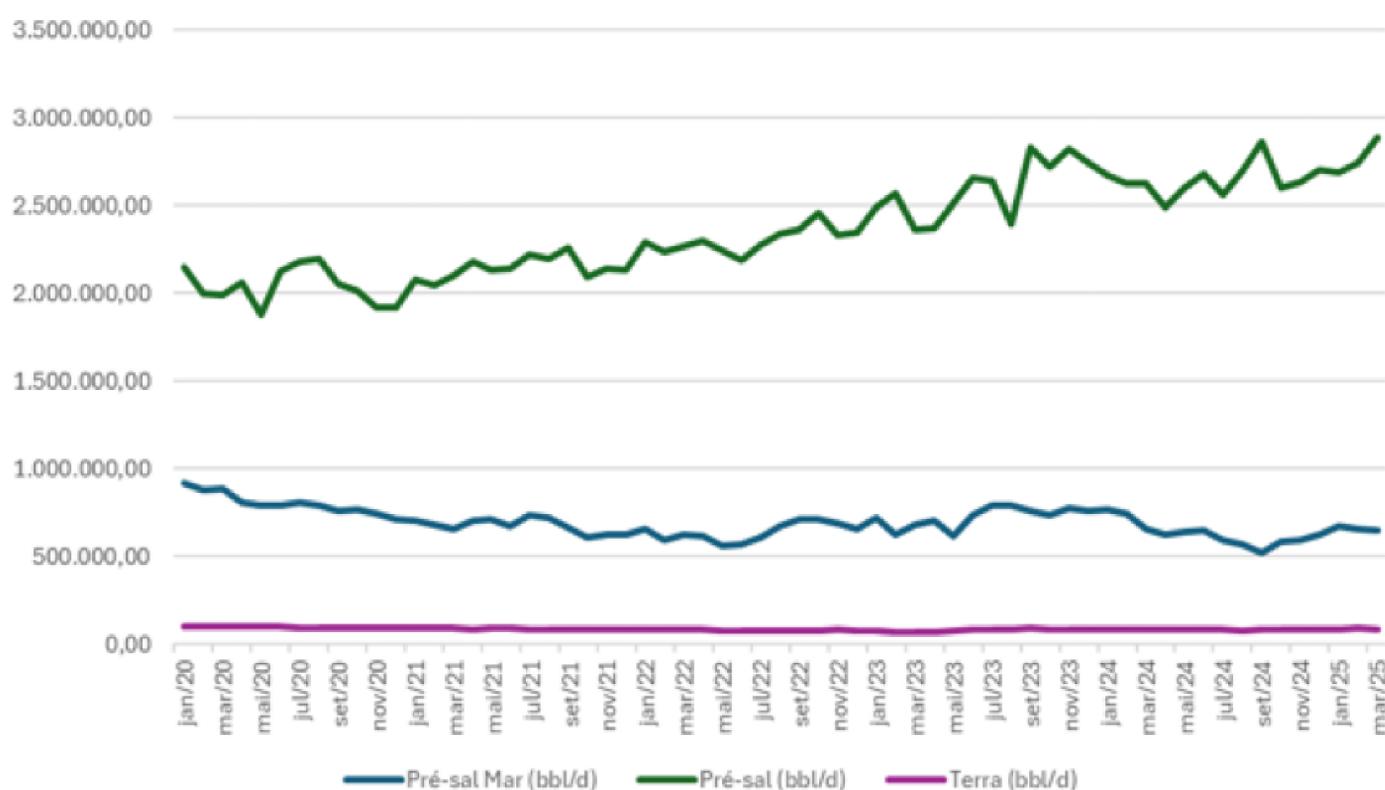
GRÁFICO 2 - PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NO CAMPO DE TUPI



Fonte: Painel Dinâmico Produção de Petróleo e Gás Natural - ANP

Os campos de produção de petróleo e gás no ambiente do pré-sal foram (são) fundamentais para o desenvolvimento do setor, ampliando investimentos, tecnologias e a competitividade da produção no país. A sua importância é retratada na evidente diferença de crescimento da produção nesses campos em comparação com aqueles no pós-sal e em terra (onshore).

GRÁFICO 3 - PRODUÇÃO POR AMBIENTE



Fonte: Painel Dinâmico Produção de Petróleo e Gás Natural - ANP

Outra potencial opção para aumento da produção de petróleo e gás natural no Brasil é a revitalização de campos maduros e marginais, para fins de aumentar o fator de recuperação do campo e o incremento da sua produção marginal.

No Brasil, existem 211 campos de produção marginal, dos quais 90% são localizados onshore. Além disso, dos 206 campos maduros, 85% também estão em terra, conforme informações da ANP. Entretanto, a produção de petróleo proveniente dos campos maduros e marginais é, em sua maioria, oriunda das bacias marítimas, com 85% da produção total em 2024 sendo de campos offshore.

Em relação ao gás natural, 60% da produção dos campos maduros são onshore. As regiões Norte e Nordeste concentram uma parcela significativa dos campos maduros e marginais, com mais de 180 campos em produção onshore. No setor offshore, o estado do Rio de Janeiro se destaca com 16 campos maduros que,

em junho de 2024, superaram 240 mil bpd de produção de petróleo, representando aproximadamente 70% da produção total do país (FIRJAN, 2024).

Contudo, a produção registrada pelos campos enquadrados como maduros apresenta trajetória de declínio nos últimos anos, da ordem de 49% de redução entre 2018 e 2024.

O potencial desses campos para aumento da produção de O&G no país decorre do baixo fator de recuperação do Brasil (da ordem 11%) em comparação à média mundial (em torno de 30%). A Noruega, por exemplo, dispõe de fator de recuperação da ordem 47%, sendo que para alguns campos, este percentual alcançou valores na casa dos 60% (Firjan, 2024).

Assim, considerando apenas os campos maduros e marginais, caso esses alcancem a média global de recuperação de 30%, estima-se uma produção adicional de aproximadamente 4,8 bilhões de barris decorrentes desses campos, o que poderia resultar em mais de R\$ 92 bilhões em royalties. Em um cenário mais otimista, onde a indústria petrolífera brasileira se aproximasse do desempenho da Noruega, com uma taxa de recuperação de 47%, o potencial de produção adicional poderia ultrapassar 12 bilhões de barris, resultando no pagamento de aproximadamente R\$ 230 bilhões em royalties (FIRJAN, 2024).

À título de comparação, em 2022 foi informada que as reservas provadas de petróleo dos campos do pré-sal são da ordem de 11.478 (MM/bbl), sendo o maior número já registrado desde o início das operações nesse ambiente, e consistia no aumento de 19,30% das reservas provadas em 2021 (ANP, 2023).

As políticas de incentivos para aumento da produção em campos maduros e marginais foram sendo

implementadas a partir de 2016, e resultaram no incremento do fator de recuperação do campo incentivado, revertendo o quadro de declínio da produção e prolongando sua vida útil. Os campos maduros dispõem de fator média de recuperação um pouco superior à média do país, na faixa de 19%, mas ainda distante da média global e de países referências produtoras de petróleo.

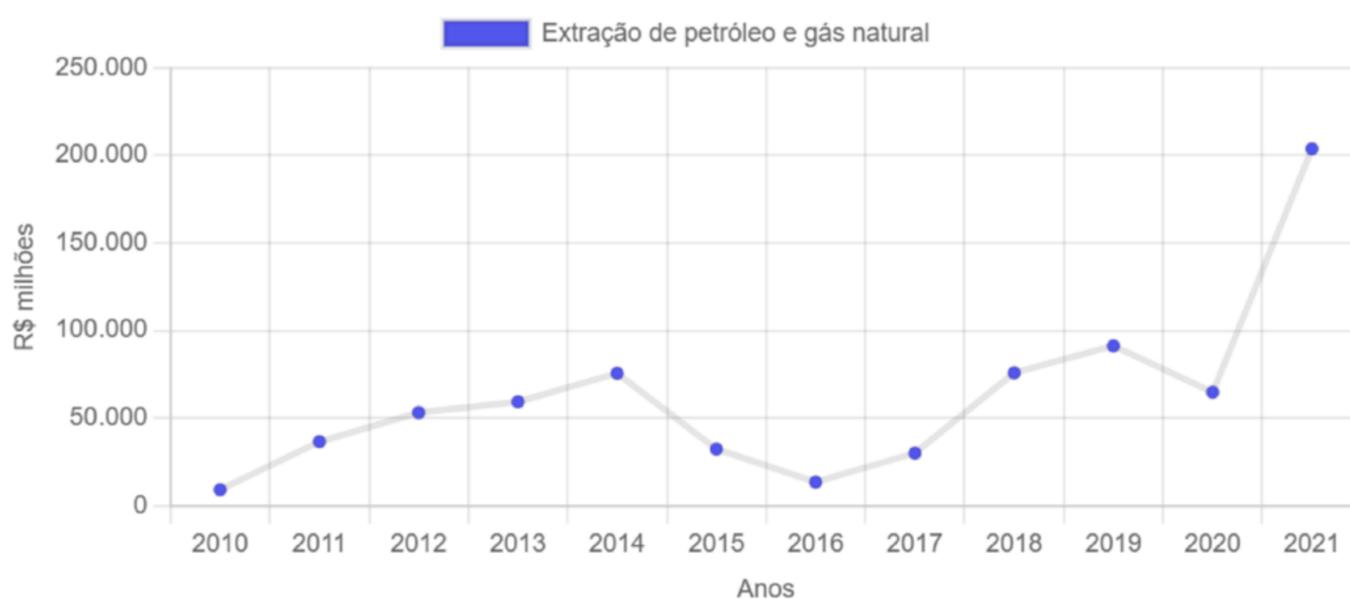
A produção de petróleo nos campos com benefícios cresceu 23%, enquanto a dos campos maduros sem incentivos apresentaram declínio de 35% no período 2020-2024. Dos campos maduros e marginais no país, apenas 59 estão enquadrados no regime de incentivos pela ANP (FIRJAN, 2024).

O incentivo aos campos maduros e marginais é uma das medidas voltadas para evitar o iminente declínio do período de crescimento dos atuais campos de petróleo e gás natural do país, além disso, outras fronteiras de exploração também são estudadas pela política energética, como a margem equatorial e também a produção onshore de petróleo e gás natural.

4.1.2 PARTICIPAÇÃO NO PIB

Na Nota Técnica Conjunta EPE e FIPE “Metodologia para construção de uma Matriz Insumo-Produto com detalhamento dos setores energéticos” é apresentado o papel do setor de exploração de petróleo e gás natural no Produto Interno Bruto (PIB) brasileiro ano de 2018, da ordem de 1,68% do PIB (R\$100,7 bilhões), enquanto todo o do setor energético representou 4,58% do PIB brasileiro. Em 2021 a participação do setor de O&G cresceu consideravelmente, passando a corresponder mais de 2% do PIB.

GRÁFICO 4 - EXTRAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO BRASIL (EM MILHÕES DE REAIS)



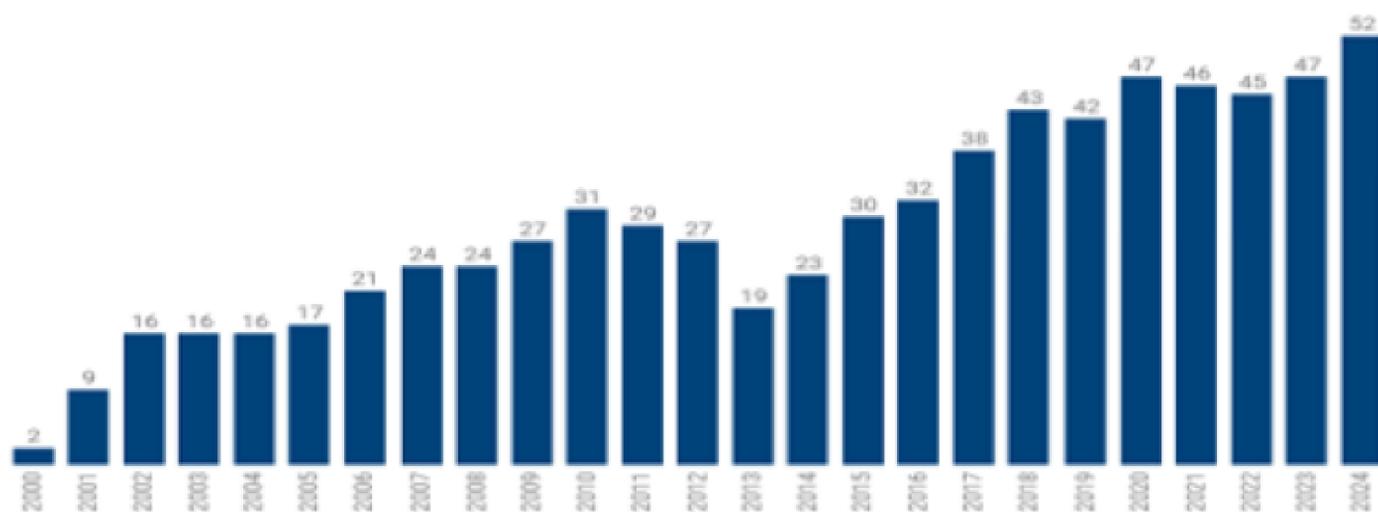
Fonte e Elaboração: CNI, portal da indústria.

Em 2021 o setor de exploração e produção de petróleo e gás natural representou mais de 11% do PIB Industrial do país, sendo que em 2020 a sua participação era de 4,4% apenas. Já em 2022 essa participação aumentou para 17,2% do PIB industrial brasileiro.

4.1.3 PARTICIPAÇÃO NA BALANÇA COMERCIAL

Em 2024 o petróleo foi o primeiro dentre os itens mais exportados pelo Brasil, na ordem de \$45 bilhões de dólares, 640 milhões de barris, sendo a primeira vez que o país exportou mais de 52% da sua produção.

GRÁFICO 5 - PARTICIPAÇÃO DAS EXPORTAÇÕES



Fonte: ANP, elaborado em março de 2025.

O aumento da exportação de petróleo no país ocorreu principalmente nos últimos 15 anos, quando o valor exportado saiu de U\$\$ 16.293,42 bilhões de dólares americanos em 2010 para U\$\$ 45 bilhões em 2024, o equivalente à 600.000 mil barris por dia para 1.800.000, respectivamente.

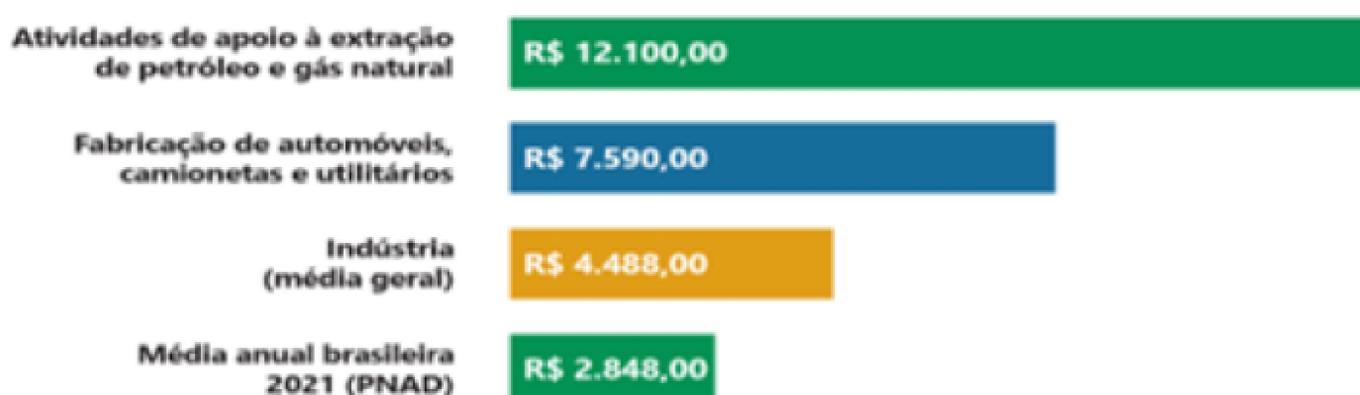
Entretanto, apesar da produção nacional ultrapassar a capacidade de refino no país (da ordem de 2,4 milhões), o país ainda continua importando petróleo, na ordem de 200 mil barris por dia em 2021 (IPEA, 2022), devido a fatores relacionados à logística, especificidade técnicas das refinarias e competitividade nesse elo.

Por outro lado, o aumento da produção nacional e o ingresso internacional do petróleo brasileiro também contribui para competitividade e redução do preço global do Brent, reduzindo a capacidade dos países membros da OPEP de aumentá-lo (Banco Mundial, 2024).

4.1.4 GERAÇÃO DE EMPREGO (DIRETOS, INDIRETOS E INDUZIDOS)

Segundo a Nota Conjunta EPE e FIPE, o setor de exploração e produção de petróleo e gás natural representa o maior percentual da renda referentes ao salário, da ordem de R\$16,9 bilhões de reais (0,55% do mercado de trabalho brasileiro). O valor superior da média salarial do setor é significativo mesmo comparado com outros segmentos industriais:

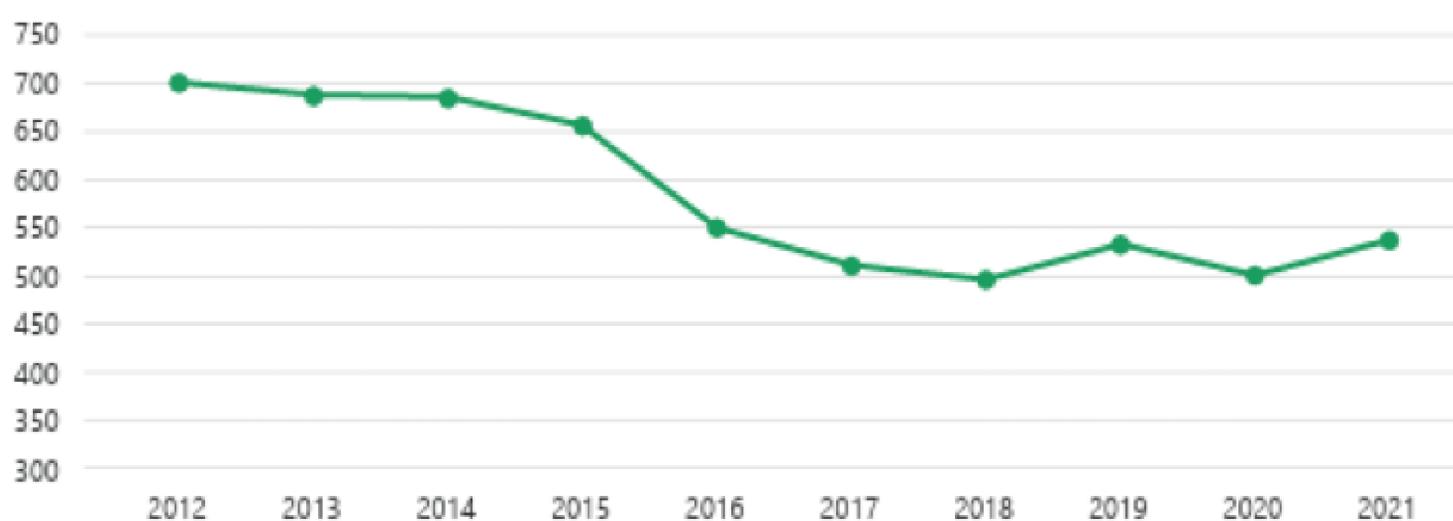
GRÁFICO 6 - SALÁRIO MÉDIO MENSAL RECEBIDO EM 2021



Fonte: IBGE, elaboração: EPE e FIPE.

Segundo a ABESPetro, o setor passou pela fase de recuperação na geração de empregos, devido ao período de crise dos anos 2014-2016 com a queda do preço internacional do petróleo, crise financeira na Petrobras e a consolidação do período sem leilões de novos campos no período de 2008-2012.

GRÁFICO 7 - POSTOS DE TRABALHO NO SEGMENTO DE O&G



Fonte: ABESPetro com dados do MTE e do IBGE

Além disso, estima-se que o total de empregos diretos e indiretos no setor de petróleo e gás no Brasil seja de 911 mil até 2029, enquanto em 2023 esse número foi da ordem de 616 mil.

Contudo, a estimativa do setor é positiva para geração de empregos no futuro, caso sejam viabilizadas as estimativas de investimentos previstos até o ano de 2031, da ordem de US\$ 180 bilhões de dólares. Segundo o IBP, nesse cenário, espera-se a geração de 445 mil postos trabalho na média anual.

Considerando as estimativas previstas no Plano Decenal de Expansão de Energia 2032 elaborado pela EPE (PDE 2032), as atividades de E&P pode gerar por ano: 73 mil postos de trabalhos diretos; 1.705 mil postos de trabalho indiretos; e 751 mil postos de trabalho induzidos pelo efeito-renda sobre o consumo (Costa et al., 2023).

4.1.5 PAGAMENTO DE IMPOSTOS E ROYALTIES

O Brasil possui um dos maiores government take do mundo em relação ao setor de O&G, na faixa de 70% (IBP, 2023). São diferentes tributos que incidem sobre a atividade e a

renda auferida, como: ICMS, FOT, ISS dos serviços; Royalties e Participações Especiais; IRPJ, CSLL, PIS/COFINS e CIDE.

A carga tributária do setor em relação ao PIB saiu de 0,48% em 2015 para 2,03% em 2023. Nesse sentido, importante notar que, em 2023, apenas a Petrobras arrecadou mais de R\$ 240 bilhões em tributos, royalties e participações especiais.

Nos próximos anos a estimativa de arrecadação de royalties do governo federal é extremamente positiva:

TABELA 2 - ESTIMATIVA DE ARRECADAÇÃO DE ROYALTIES

Ano	Estimativa Royalties
2025	R\$ 68.009.243.256,25
2026	R\$ 69.404.008.169,15
2027	R\$ 71.840.101.355,94
2028	R\$ 75.797.980.904,18
2029	R\$ 74.599.632.028,26

Fonte: Governo Federal, ANP.

Já em relação às participações especiais, as estimativas de arrecadação da União não são crescentes como em relação aos royalties, uma vez que essa receita advém de contratos em determinados tipos de campos, os quais se encontram em fase mais avançada, de modo que o crescimento da sua produção não é esperado.

TABELA 3 - ESTIMATIVA DE PARTICIPAÇÕES ESPECIAIS

Ano	Estimativa Participações Especiais
2025	R\$ 32.407.688.801,83
2026	R\$ 33.044.960.031,51
2027	R\$ 30.857.479.893,95
2028	R\$ 28.848.843.718,48
2029	R\$ 24.978.412.619,02

Fonte: Governo Federal, ANP.

No âmbito da arrecadação federal, o setor de O&G representou quase 4% do total da receita da União em 2023 (exceto as previdenciárias). Em 2011 essa participação era de apenas 1,0%.

Na esfera Estadual, as estimativas de recolhimento de royalties e participações especiais para os próximos anos também são crescentes.

TABELA 4 - ESTIMATIVAS DE ROYALTIES

Sigla	Estado	2025	2026	2027	2028	2029
AL	ALAGOAS	43.822.310,44	50.544.346,80	61.917.246,20	62.165.838,63	59.555.136,77
AM	AMAZONAS	237.870.425,59	222.090.984,53	258.301.087,62	258.672.436,39	254.892.019,75
BA	BAHIA	272.110.100,31	272.182.422,58	278.046.300,23	275.671.432,73	267.353.104,96
CE	CEARÁ	5.155.120,61	5.859.822,95	8.335.151,58	9.184.038,09	9.276.123,98
ES	ESPÍRITO SANTO	863.077.861,42	1.166.805.579,71	1.011.366.780,17	993.117.448,98	747.616.028,27
MA	MARANHÃO	42.580.566,59	40.984.465,98	38.078.329,24	53.258.264,14	54.590.908,51
PR	PARANÁ	113.552.069,23	111.275.437,82	100.834.356,78	110.248.492,12	101.186.183,98
RJ	RIO DE JANEIRO	15.108.565.438,75	14.840.005.959,40	15.578.441.385,83	16.622.891.003,94	16.568.760.631,94
RN	RIO GRANDE DO NORTE	247.957.694,04	239.608.354,61	254.732.348,48	252.074.567,26	251.301.439,68
SE	SERGIPE	105.730.475,07	112.585.826,63	119.921.301,46	119.870.608,41	115.415.014,76
SP	SÃO PAULO	1.187.979.475,20	1.518.640.789,10	1.496.265.179,28	1.497.785.761,26	1.474.752.198,15
Total		18.228.401.537,26	18.580.583.990,11	19.206.239.466,88	20.254.939.891,95	19.904.698.790,76

Fonte: Painel dinâmico ANP.

TABELA 5 - ESTIMATIVAS DE PARTICIPAÇÕES ESPECIAIS

Sigla	Estado	2025	2026	2027	2028	2029
AM	AMAZONAS	33.553.726,07	31.006.226,38	34.735.174,26	35.163.478,48	31.709.416,10
ES	ESPÍRITO SANTO	722.416.596,38	1.933.349.555,97	1.549.446.995,77	1.260.723.635,28	863.819.344,84
RJ	RIO DE JANEIRO	11.481.484.382,29	10.218.006.491,72	9.784.219.155,28	9.377.695.331,45	8.333.108.448,93
SP	SÃO PAULO	725.620.815,99	1.035.621.738,53	974.590.632,28	865.955.042,19	762.727.837,75
Total		12.963.075.520,73	13.217.984.012,60	12.342.991.957,58	11.539.537.487,39	9.991.365.047,61

Fonte: Governo Federal, ANP.

Por outro lado, nota-se que os incentivos na redução de royalties sobre a produção incremental de campos maduros e marginais resultou em mais de R\$ 6,5 bilhões em royalties em 2023, de modo que os campos com benefícios geraram R\$1,16 bilhões, o valor arrecadado nos campos com incentivos na produção incremental foram 92% superior em comparação com o ano de 2022.

4.2. PRINCIPAIS IMPLICAÇÕES DA GOVERNANÇA AMBIENTAL SOBRE O SETOR DE O&G

Como descrito nos capítulos anteriores, a complexidade do arcabouço normativo e do arranjo institucional que caracterizam a governança ambiental do setor de O&G tendem a gerar muitas incertezas no processo de tomada de decisão.

Essas incertezas podem significar a postergação de investimentos pela falta de uma decisão definitiva sobre a possibilidade e a viabilidade de outorga de determinados blocos, assim como podem gerar incertezas em cada etapa da implementação dos projetos, tendo em vista que a indicação de aptidão de áreas no planejamento estratégico não é suficiente para garantir que uma licença ambiental será emitida.

4.2.1. TEMPO PARA OBTENÇÃO DAS LICENÇAS NECESSÁRIAS AO INÍCIO DAS ATIVIDADES

O estudo demonstrou que, embora as normas prevejam prazos objetivos para as principais etapas do licenciamento ambiental, isso não tem sido suficiente para garantir a previsibilidade para a tomada de decisão.

Nesse ponto, ressalta-se que a extrapolação dos prazos não gera aprovação tácita dos projetos, conforme prescreve a Lei Complementar nº 140, de 2011, nos seguintes termos:

Art. 14. Os órgãos licenciadores devem observar os prazos estabelecidos para tramitação dos processos de licenciamento.

[...]

§ 3º O decurso dos prazos de licenciamento, sem a emissão da licença ambiental, não implica emissão tácita nem autoriza a prática de ato que dela dependa ou decorra, mas instaura a competência supletiva referida no art. 15.

O art. 15, referenciado, estabelece que os entes federativos devem atuar em caráter supletivo nas ações administrativas de licenciamento e na autorização ambiental, nas seguintes hipóteses:

I - inexistindo órgão ambiental capacitado ou conselho de meio ambiente no Estado ou no Distrito Federal, a União deve desempenhar as ações administrativas estaduais ou distritais até a sua criação;

II - inexistindo órgão ambiental capacitado ou conselho de meio ambiente no Município, o Estado deve desempenhar as ações administrativas municipais até a sua criação; e

III - inexistindo órgão ambiental capacitado ou conselho de meio ambiente no Estado e no Município, a União deve

desempenhar as ações administrativas até a sua criação em um daqueles entes federativos.

Nota-se que, por não haver esfera de competência acima do Ibama, o descumprimento de prazos acaba por não gerar efeitos práticos.

4.2.2. INCERTEZA DO PROCESSO

Conforme indicado neste estudo, as principais incertezas nos processos de licenciamento ambiental têm sido atribuídas à sobrecarga do licenciamento ambiental em função da inoperância de instrumentos mais estratégicos de planejamento, a exemplo da AAAS.

Ocorre que, da forma como o instrumento está normatizado atualmente, não tem se mostrado suficiente para atender à dinamicidade do setor com a tempestividade adequada, o que sugere a necessidade de remodelar essa avaliação estratégica de modo que possa ser incorporado ao planejamento setorial de forma mais fluida e harmônica.

4.2.3. CÁLCULO DO IMPACTO DOS ATRASOS E INCERTEZA NO LICENCIAMENTO AMBIENTAL SOBRE O VALOR DOS PROJETOS

O atraso e incerteza em relação ao benchmark internacional nos processos de licenciamento ambiental no Brasil geram, pelo menos, dois tipos de desvalorização nos projetos de exploração de óleo e gás.

Em primeiro lugar, o atraso desloca os fluxos para períodos futuros, sendo eles então descontados mais fortemente quando trazidos a valor atual, o que ocasiona diminuição em seu total.

Depois, a incerteza sobre as condições de aprovação

aumenta o risco do projeto e, conseqüentemente, a taxa de desconto a ser utilizada na sua precificação. Esse aumento na taxa de desconto também reduz o valor presente do fluxo financeiro correspondente ao projeto.

Nesta seção propomos metodologia para estimar esses impactos sobre os fluxos de investimentos previstos pela ANP para os anos de 2025 a 2029. A perda de valor atual causada pelos atrasos e incertezas inerentes ao processo de licenciamento ambiental brasileiro será então utilizada como input para o cálculo de seus efeitos econômicos agregados na próxima seção.

4.2.3.1 – MODELO CAPM

O Modelo de Precificação de Ativos de Capital (CAPM em inglês) fornece metodologia para o cálculo da taxa de desconto a ser aplicada no cálculo do valor descontado de fluxo de caixa de projetos:

$$r_e = r_f + \beta_e(r_m - r_f) \quad (a)$$

onde r_e é a taxa de desconto específica de uma empresa, setor ou projeto, r_f é o retorno dos títulos públicos de duration correspondente, r_m é o retorno de mercado, usualmente medido como o retorno de longo prazo do índice de ações da bolsa de valores e β_e é o nível de sensibilidade do valor da empresa (ou setor, ou projeto) às variações do índice de ações da bolsa.

O valor de β é geralmente estimado por meio de regressão entre o prêmio de risco de mercado, $(r_m - r_f)$, e o prêmio de risco da empresa $(r_e - r_f)$. Assim:

Onde o subscrito t denota o período de apuração do risco de mercado e da empresa, $\hat{\beta}_e$ é o beta estimado da empresa e μ_t é um ruído branco.

Estimado o beta da empresa ele é inserido na equação (a) para obtenção de estimativa do **custo de capital ponderado pelo risco** (WACC em inglês) da empresa, que é utilizado como taxa de desconto na avaliação de viabilidade de projetos da empresa. Assim:

$$WACC_e = r_f + \beta_{fe}(r_m - r_f) \quad (c)$$

onde, β_{fe} é o beta ajustado da empresa obtido como o descrito a seguir.

4.2.3.2 AJUSTE DO BETA

O beta estimado $\hat{\beta}_e$ deve ser ajustado para condições específicas das empresas, de forma que, se possa isolar o risco do negócio de outros riscos presentes, mas que não se fundamentam na atratividade do setor.

Por exemplo, o índice de endividamento da empresa, isto é, a relação entre o endividamento da empresa e seu patrimônio líquido deve ser considerado nesse ajuste. Isso porque, quanto mais endividada a empresa maior será o seu risco e, conseqüentemente, o seu beta.

Mas esse aumento de risco não se deve ao negócio em si, mas sim à estrutura de capital efetiva da empresa. Portanto, é necessário ajustar-se o beta para que ele não capte o risco da estrutura de capital da empresa. Além disso, deve-se reconhecer a influência dos impostos nessa equação, uma vez que os impostos funcionam como amortizadores da variação do lucro das empresas. O ajuste é então realizado da seguinte forma:

$$\beta_{de} = \frac{\hat{\beta}_e}{1+(1-T)\frac{D}{E}} \quad (d)$$

onde, β_{de} é o beta da empresa ajustado por sua estrutura de capital, também chamado de beta desalavancado, T é a carga tributária da empresa, D é o endividamento e E é seu patrimônio líquido.

Resta ainda um ajuste para a obtenção do beta final a ser utilizado devido a posição de caixa da empresa. Quanto maior o caixa da empresa, menor será seu risco. Dessa forma, a posição de caixa funciona inversamente ao endividamento da empresa, devendo também ser ajustada (realavancada) para que não se misture com o risco do empreendimento em si.

$$\beta_{fe} = \frac{\beta_{de}}{1-\frac{C}{V}} \quad (e)$$

onde, β_{fe} é o beta ajustado da empresa, C sua posição de caixa e equivalentes e V seu valor de mercado. De posse do β_{fe} é possível de acordo com a equação (c) obter-se o custo de capital ponderado a ser utilizado como taxa de desconto nos projetos.

4.2.3.3 INCORPORANDO O “CUSTO BRASIL” NO WACC

Quando se comparam os custos ponderados de capital das empresas que atuam em diferentes países é necessário se levar em consideração as condições gerais do ambiente econômico.

Uma empresa que atua no Brasil terá provavelmente custo de capital mais elevado que empresa análoga

atuando nos Estados Unidos ou na Europa em virtude das diversas ineficiências relativas no ambiente de negócios nacional.

O conjunto dessas ineficiências é comumente denominado **Custo Brasil** e mensurado pela diferença nas taxas de juros dos títulos soberanos brasileiros e americanos⁴⁰.

Como o objetivo desse relatório é avaliar o impacto das deficiências do processo de licenciamento ambiental sobre o valor atual dos fluxos de investimentos associados a projetos a serem executados em território nacional, são realizados ajustes para que o Risco Brasil possa ser considerado nesse cálculo.

Isso é realizado da seguinte maneira: uma vez obtido o beta das empresas internacionais consideradas como benchmark, seus custos ponderados de capital serão calculados utilizando-se a taxa livre de risco (r_f) e a taxa de retorno de mercado (r_m) brasileiras. Incorpora-se dessa forma a diferença das taxas de juros soberanas no custo de capital das empresas internacionais.

4.2.3.4 APURAÇÃO DOS BETAS

A média dos betas ajustados dos Estados Unidos (0,7291) e da Europa (0,6901), ambos obtidos em Damodaran (2025), foi estabelecida com benchmark ($\beta_{fe}^B = 0,7096$). No caso dos Estados Unidos foram consideradas 147 empresas e no caso europeu, 82 empresas dos países da União Europeia, do Reino Unido, da Suíça e dos países escandinavos. Esse valor será

⁴⁰ O Custo Brasil pode ser avaliado diretamente pelo diferencial de taxas de juros (EMBI) ou pelo custo do swap entre as taxas dos dois países (CDS).

considerado fixo durante o período de análise que compreende os anos entre 2025 e 2031.

Já para o setor no Brasil, foram obtidos no sistema Económica os betas estimados³⁹ ($\hat{\beta}_e$) das cinco principais empresas do setor: Azevedo & Travassos Energia S.A. (AZEV3), Brava Energia S.A. (BRAV3), Petróleo Brasileiro S.A. PETROBRAS (PETR4), Petrorecôncavo S.A. (RECV3) e PRIO S.A. (PRIO3). A mesma fonte de dados foi utilizada para obtenção dos montantes da dívida bruta (D) e do patrimônio líquido (E) das companhias, bem como de suas posições de caixa (C) e de seu valor de mercado (V). Todos esses valores têm como referência a data de 31/12/2024 e são apresentados na tabela 07. A carga tributária (T) do setor foi obtida pela soma do imposto de renda (25%) com a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (9%), resultando, portanto, em 34%. Não foram incluídos os royalties como componente da carga tributária setorial, uma vez que as bases internacionais não seriam comparáveis nesse caso, posto que Damodaran (2025) não inclui essa despesa.

⁴¹ Os valores para abril de 2025 estimados a partir de dados dos 48 meses precedentes.

TABELA 6 - VARIÁVEIS PARA O CÁLCULO DOS BETAS AJUSTADOS DAS COMPANHIAS DO SETOR DE ÓLEO E GÁS NO BRASIL – 31/12/2024⁴²

Companhia	$\hat{\beta}_e$	<i>T</i>	<i>D</i>	<i>E</i>	<i>C</i>	<i>V</i>
AZEV4	1,63	34%	109,446	136,381	0,003	0,491
BRAV3	1,17	34%	18.944,060	10.523,671	3,172	7,998
PETR4	0,80	34%	371.934,573	366.006,000	20,254	425,779
RECV3	0,93	34%	1.792,321	4.235,277	0,296	3,957
PRI03	0,79	34%	22.433,677	25.924,192	3,993	27,776

Fonte: Economática.

A partir dos valores da tabela 1 é possível se calcular o beta ajustado de cada empresa por meio das equações (d) e (e). Tais valores são apresentados na tabela a seguir.

TABELA 7 – BETAS AJUSTADOS DAS COMPANHIAS DO SETOR DE ÓLEO E GÁS NO BRASIL – 31/12/2024

Companhia	β_{fe}
AZEV4	1,082
BRAV3	1,113
PETR4	0,526
RECV3	0,939
PRI03	0,573
Média	0,847

Fonte: Elaboração própria.

⁴² Os valores de D, E, C e V estão em milhões de R\$.

Considera-se a média aritmética dos betas ajustados apresentada na tabela 2 como o parâmetro adequado para o cálculo do custo de capital do setor, uma vez que a disparidade no tamanho das companhias levaria a uma prevalência demasiada dos números da Petrobras em caso de se realizar a média ponderada.

4.2.3.5 CALCULANDO O WACC

O retorno de mercado médio de ações brasileiro entre 1993 e 2023 ($r_m^{BR} = 17\%$) foi obtido em B3 (2025). Foi utilizada como proxy para a taxa de juros sem risco brasileira ($r_{f,t}^{BR}$) as previsões obtidas no Sistema de Expectativas de Mercado do Banco Central do Brasil referentes à Taxa Selic para os anos de 2025 a 2029, esses valores são apresentados na segunda coluna tabela 08. Além disso a tabela 08 também apresenta custo médio de capital ponderado pelo risco para o setor no Brasil ($WACC_{BR}$) e o custo médio de capital ponderado pelo risco das empresas americanas e europeias caso estas estivessem sujeitas ao Custo Brasil ($WACC_{bench}$). Esses valores anuais são calculados a partir da equação (c).

TABELA 8 - CÁLCULO DO CUSTO DE CAPITAL PONDERADO PELO RISCO DO SETOR DE ÓLEO E GÁS NO BRASIL E DO BENCHMARK

t	$r_{f,t}^{BR}$	r_m^{BR}	$WACC_{BR}$	$WACC_{bench}$
2025	15,00%	17,00%	16,96%	16,46%
2026	12,50%	17,00%	16,92%	15,78%
2027	10,50%	17,00%	16,88%	15,24%
2028	10,00%	17,00%	16,88%	15,10%
2029	9,75%	17,00%	16,87%	15,04%

Fonte: BC

Os valores custo médio de capital ponderado pelo risco serão utilizados para o desconto do fluxo de investimentos previsto para o setor.

4.2.4 FLUXO DE INVESTIMENTOS ESPERADOS E SEU VALOR DESCONTADO

O site da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis [ANP(2025)] disponibiliza os fluxos previstos para as atividades de exploração e produção de óleo e gás no Brasil nos próximos cinco anos (2025-2029). Esses fluxos estimados são apresentados na tabela abaixo.

⁴³ <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-abertos/fase-de-desenvolvimento-e-producao>

TABELA 9 - BC FLUXOS ESTIMADOS DE INVESTIMENTO EM EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS NO BRASIL ENTRE 2025 E 2029

Ano	Em R\$	Em US\$
2025	139.948.610.786	27.586.697.250
2026	153.242.985.286	30.487.549.882
2027	127.454.647.365	25.807.983.930
2028	107.758.217.388	22.114.599.970
2029	81.140.601.776	16.790.030.730

Fonte: ANP

O fluxo em Reais foi então descontado pelo $WACC_{bench}$ (benchmark) e pelo $WACC_{BR}$ com o intuito de mensurar-se a perda de valor atual em função do maior custo de capital enfrentado pelas empresas nacionais proveniente de ineficiências no processo de governança regulatória no Brasil. Além de taxa de desconto mais elevada, ocorrem também atrasos na liberação dos investimentos o que também redundou prejuízos ao valor descontado do fluxo de investimentos.

A tabela 10 apresenta simulações com atrasos de 6, 12, 18 e 24 meses no fluxo de investimentos e suas consequências para o valor atual dos fluxos.

TABELA 10 - VALOR ATUAL DOS FLUXOS DE INVESTIMENTOS DESCONTADOS PELO WACC DE BENCHMARK E PELO WACC DO SETOR NO BRASIL COM ATRASOS DE 6, 12, 18 E 24 MESES EM BILHÕES DE R\$

Ano	Fluxo ANP	Fluxo benchmark	Fluxo atraso 6 m	Fluxo atraso 12 m	Fluxo atraso 18 m	Fluxo atraso 24 m
2025	139,95	120,21	59,96	0,00	0,00	0,00
2026	153,24	113,78	108,01	103,11	51,56	0,00
2027	127,45	82,21	89,14	97,33	93,11	88,89
2028	107,76	60,45	64,43	69,83	76,89	83,96
2029	81,14	39,62	44,65	50,94	55,60	60,25
2030	0,00	0,00	16,62	33,23	38,68	44,13
2031	0,00	0,00	0,00	0,00	14,39	28,79
Perda de VA			33,46	61,83	86,04	110,25
Perda de VA %			8,04%	16,88%	26,79%	39,78%

Fonte: Elaboração própria.

Os valores que aparecem para os anos de 2023 e 2031 são resultados dos atrasos dos fluxos de investimentos que não foram suprimidos, mas sim levados para os meses posteriores e descontados pelo $WACC_{BR}$ de 2029.

4.3 IMPACTOS ECONÔMICO-SOCIAIS

4.3.1 - DESCRIÇÃO GERAL DO MODELO DE MATRIZ INSUMO-PRODUTO E SUA APLICAÇÃO EM POLÍTICAS PÚBLICAS

A matriz Insumo-Produto (MIP) é uma tabela que descreve, em termos monetários, quem compra e quem vende dentro da economia. Nas linhas aparecem as vendas de cada setor; nas colunas, as compras de insumos necessários à produção. A disposição simultânea de linhas e colunas permite enxergar a economia como um sistema integrado, em que qualquer alteração na produção de um setor provoca respostas encadeadas nos demais.

Como a metodologia parte das Contas Nacionais, os resultados são replicáveis e auditáveis, o que confere transparência e legitimidade a estudos de políticas públicas. Com isso, a MIP fornece uma visão detalhada da estrutura produtiva e das ligações intersetoriais, permitindo identificar como o aumento ou redução de produção em um setor impacta este mesmo setor e os demais.

Uma das principais vantagens da MIP reside na **transparência estrutural** e na **capacidade de captar encadeamentos produtivos**, mesmo com base em dados agregados.

Dentre as aplicações práticas do modelo de insumo-produto, mencionam-se o uso em análises de política econômica, avaliação de impactos de choques de demanda e planejamento de desenvolvimento setorial.

A principal ferramenta analítica da Matriz Insumo-Produto (MIP) é a inversa de Leontief⁴⁴, que permite

⁴⁴ Wassily Leontief desenvolveu inicialmente a ideia da matriz de insumo-produto na década de 1930, influenciado por ideias prévias de Quesnay (Tableau Économique) e de Walras (equilíbrio geral). Essa metodologia ganhou destaque a partir dos anos 1960, quando mais de 40 países passaram a utilizá-la em seu planejamento econômico.

estimar os impactos sistêmicos de variações exógenas na demanda final. Essa matriz representa as interdependências entre os setores produtivos e, a partir de um choque inicial – como um aumento ou redução de investimentos ou produção em determinado setor –, permite calcular os desdobramentos em toda a economia. Esses impactos se distribuem em três níveis distintos: direto, indireto e induzido.

O **efeito direto** refere-se à resposta inicial do próprio setor atingido pelo choque, ou seja, o quanto sua produção varia imediatamente em razão da alteração da demanda final. O **efeito indireto** corresponde à repercussão dessa variação sobre os setores fornecedores, que precisam expandir (ou reduzir) sua produção para atender ao novo nível de demanda do setor impactado. Já o **efeito induzido** capta a dinâmica do consumo das famílias, ao considerar que os aumentos (ou quedas) na produção geram variações na renda dos trabalhadores, o que, por sua vez, altera o padrão de consumo da economia como um todo. Esse efeito é relevante porque amplia a propagação dos impactos ao incorporar a resposta do setor doméstico, responsável por uma parte significativa da demanda agregada.

4.3.1.1 – METODOLOGIA UTILIZADA

A partir dos resultados da seção 4.2, que quantificou as perdas no valor presente líquido dos projetos de exploração e produção de óleo e gás diante de atrasos no fluxo de investimentos, desenvolveu-se nesta seção uma modelagem complementar baseada na Matriz Insumo-Produto (MIP). O objetivo é estimar os impactos indiretos e induzidos desses atrasos sobre a economia brasileira, com foco nos efeitos sobre o Valor Bruto da Produção (VBP), a geração de renda, o emprego e os impostos gerados. A análise utiliza os multiplicadores setoriais derivados da MIP de 2021, ano mais recente disponível com dados consistentes, e considera como cenário de referência o atraso médio de seis meses nos

investimentos, conforme simulado na seção anterior.

Inicialmente, foi calculado o impacto econômico marginal dos investimentos em atividades de exploração e produção de petróleo e gás com base na matriz inversa de Leontief de 2021. Foram estimados três multiplicadores específicos para o setor de O&G: o multiplicador do valor bruto da produção, o da renda e o do emprego. Esses coeficientes representam, respectivamente, quanto de produção total, massa salarial e postos de trabalho são gerados para cada real investido no setor, considerando os efeitos diretos, indiretos e induzidos ao longo das cadeias produtivas.

Para estimar os impactos sobre valor de produção, emprego e renda, aplicou-se a inversa de Leontief do modelo aberto, e os respectivos multiplicadores, que incorporam efeitos diretos e indiretos decorrentes das relações de compra e venda entre setores. A fim de mensurar os efeitos induzidos pelo aumento (ou pela eliminação da perda) no consumo das famílias, o modelo foi fechado endogeneizando a conta consumo; dessa forma, o incremento de renda obtido no primeiro momento retroalimenta a demanda, gerando novos ciclos de produção e emprego.

Por sua vez, após a estimação do efeito total da postergação dos investimentos sobre o Valor Bruto da Produção (VBP) aplicaram-se os coeficientes médios setoriais de incidência de impostos sobre a produção, conforme registrados na matriz insumo-produto, para mensurar as perdas em arrecadação tributária.

Para mensurar o choque no setor, utilizou-se a diferença entre os fluxos de investimento estimados no cenário benchmark (sem atrasos) e os fluxos ajustados para refletir um atraso médio de seis meses, conforme apresentado na seção anterior. Essa diferença representa a perda anualizada de investimentos entre 2025 e 2030, em valores descontados pelo WACCBR. Observa-se que o impacto não se restringe a uma simples postergação temporal: há perdas significativas de valor nos primeiros anos (2025 a 2026), apenas parcialmente compensadas

por incrementos marginais nos fluxos nos anos seguintes (2027-2030), quando os investimentos finalmente ocorrem.

TABELA 11 - PERDAS ANUAIS DE INVESTIMENTO

ANO	Investimento	Fluxo Benchmark	Fluxo 6 meses	Perda
2025	139.948,61	120.210,98	59.964,17	-60.246,81
2026	153.242,99	113.775,48	108.008,01	-5.767,47
2027	127.454,65	82.205,74	89.139,52	6.933,77
2028	107.758,22	60.453,78	64.432,74	3.978,95
2029	81.140,60	39.619,80	44.651,11	5.031,31
2030	0,00	0,00	16.615,08	16.615,08
Total	609.545,06	416.265,79	382.810,62	-33.455,17

Fonte: Elaboração própria.

Embora o choque atinja apenas o segmento de óleo e gás, os multiplicadores captam automaticamente as interdependências com a cadeia de fornecedores e com os demais ramos da economia. Considerou-se que a estrutura técnica do setor – fortemente capital-intensiva e relativamente estável – permanece válida ao longo do horizonte de projeção, hipótese comum em estudos que empregam MIPs em contexto de curto e médio prazos.

Cabe destacar que, por se tratar de um exercício com base em multiplicadores de 2021, os efeitos estimados devem ser interpretados como uma aproximação da realidade econômica sob a estrutura produtiva daquele ano. No entanto, como a estrutura intersetorial apresenta relativa estabilidade no curto prazo, essa aproximação é metodologicamente válida para estimativas até 2030,

especialmente sob o pressuposto de que o investimento atrasado se distribui nos anos posteriores de forma proporcional à simulação feita na seção anterior.

A metodologia adotada, portanto, incorpora uma visão intertemporal do impacto da ineficiência regulatória, ao longo dos anos seguintes. Ainda que parte do investimento seja realizada posteriormente, os efeitos negativos iniciais não são integralmente recuperados, dado o custo de oportunidade associado ao adiamento do estímulo econômico, especialmente em períodos de baixa utilização da capacidade produtiva e elevado desemprego a medida em que os efeitos não se concentram no ano do atraso, mas se propagam ao longo dos anos remanescentes da análise (até chegar a 2030) em termos de produto, renda, emprego e tributos.

4.3.1.2 – BASE DE DADOS UTILIZADA

Para a análise intertemporal dos impactos econômicos da otimização regulatória no setor de óleo e gás, foi utilizada uma série de matrizes insumo-produto (MIP) anuais, cobrindo o período de 2010 a 2021. As matrizes adotadas refletem a estrutura produtiva da economia brasileira no padrão de 67 setores econômicos e foram extraídas a partir de estimativas compatíveis com o Sistema de Contas Nacionais (SCN 2010), conforme metodologia consolidada na literatura brasileira de análise estrutural⁴⁵.

Para fins deste trabalho, considera-se o setor de óleo e gás a atividade 0680 que agrega as seguintes classes da CNAE 2.0: 06.01-8 Extração de petróleo e gás natural; 06.01-8/01 - Extração de petróleo bruto; 06.01-8/02 - Extração de gás natural; 09.10-6/00 - Atividades de apoio à extração de petróleo e gás natural.

⁴⁵ PASSONI, Patieene Alves; FREITAS, Fabio N. P. Como deflacionar matrizes insumo-produto? Uma proposta de uma série deflacionada para o Brasil no SCN 2010. Rio de Janeiro: Instituto de Economia da UFRJ, 2022. (Texto para Discussão IE/UFRJ, n. 030). Disponível em: <https://www.ie.ufrj.br/gic-publicacoes.html>.

Considerando que as MIP originais estão expressas a preços correntes, ou seja, sujeitos à inflação e à variação de preços relativos ao longo do tempo, foi necessário aplicar um processo de deflação para permitir a comparação entre anos distintos. Para isso, todos os valores monetários relevantes – como produção total e renda – foram transformados para preços constantes de 2021, utilizando um índice de deflação específico para cada ano, encadeado a partir do índice de preços implícito do valor bruto da produção (VBP).

Esse procedimento visa isolar os efeitos puramente quantitativos das variáveis econômicas, eliminando distorções associadas à inflação ou à mudança nos preços relativos dos produtos entre os setores. A deflação permite, assim, interpretar os resultados da simulação em termos reais, refletindo apenas alterações nos volumes produzidos, na geração de renda e no emprego, e não variações nominais induzidas por mudanças de preços ao longo do tempo. Não obstante, essa prática está em conformidade com as boas práticas internacionais descritas por Balk e Reich (2008)⁴⁶.

4.3.1.3 – ANÁLISE DESCRITIVA DO SETOR DE O&G NA MATRIZ INSUMO PRODUTO.

O setor de óleo e gás, identificado na matriz insumo-produto brasileira pelo código 0680, ocupa posição estratégica na estrutura produtiva nacional. A partir das MIPs anuais compatíveis com o Sistema de Contas Nacionais (formato de 67 setores), nota-se que essa atividade combina alta intensidade de capital com forte capacidade de irradiar demanda ao longo da cadeia: seus desembolsos concentram-se em bens de capital metálicos, transporte terrestre, utilidades de energia e serviços especializados de apoio.

⁴⁶ BALK, Bert M.; REICH, Utz-Peter. Additivity of national accounts reconsidered. *Journal of Economic and Social Measurement*, 2008, vol. 33, no 2, 3, p. 165-178

Inicialmente, destaca-se a magnitude da participação do setor de O&G no total da produção nacional, servindo de referência para estimar o potencial impacto de variações setoriais sobre a economia como um todo. A participação média do setor entre 2010 e 2021 é de 1,9%, com a máxima de 2,5% do VBP em 2021.

O Valor Bruto da Produção (VBP) representa a soma de todos os bens e serviços produzidos por um setor, sem considerar as deduções de consumo intermediário. Em termos conceituais, o VBP expressa a produção total gerada, enquanto o Produto Interno Bruto (PIB) corresponde ao valor adicionado – isto é, o VBP subtraído do consumo de bens e serviços utilizados na produção.

GRÁFICO 8 – PARTICIPAÇÃO PERCENTUAL DO SETOR O&G (0680) NO VALOR BRUTO DA PRODUÇÃO TOTAL

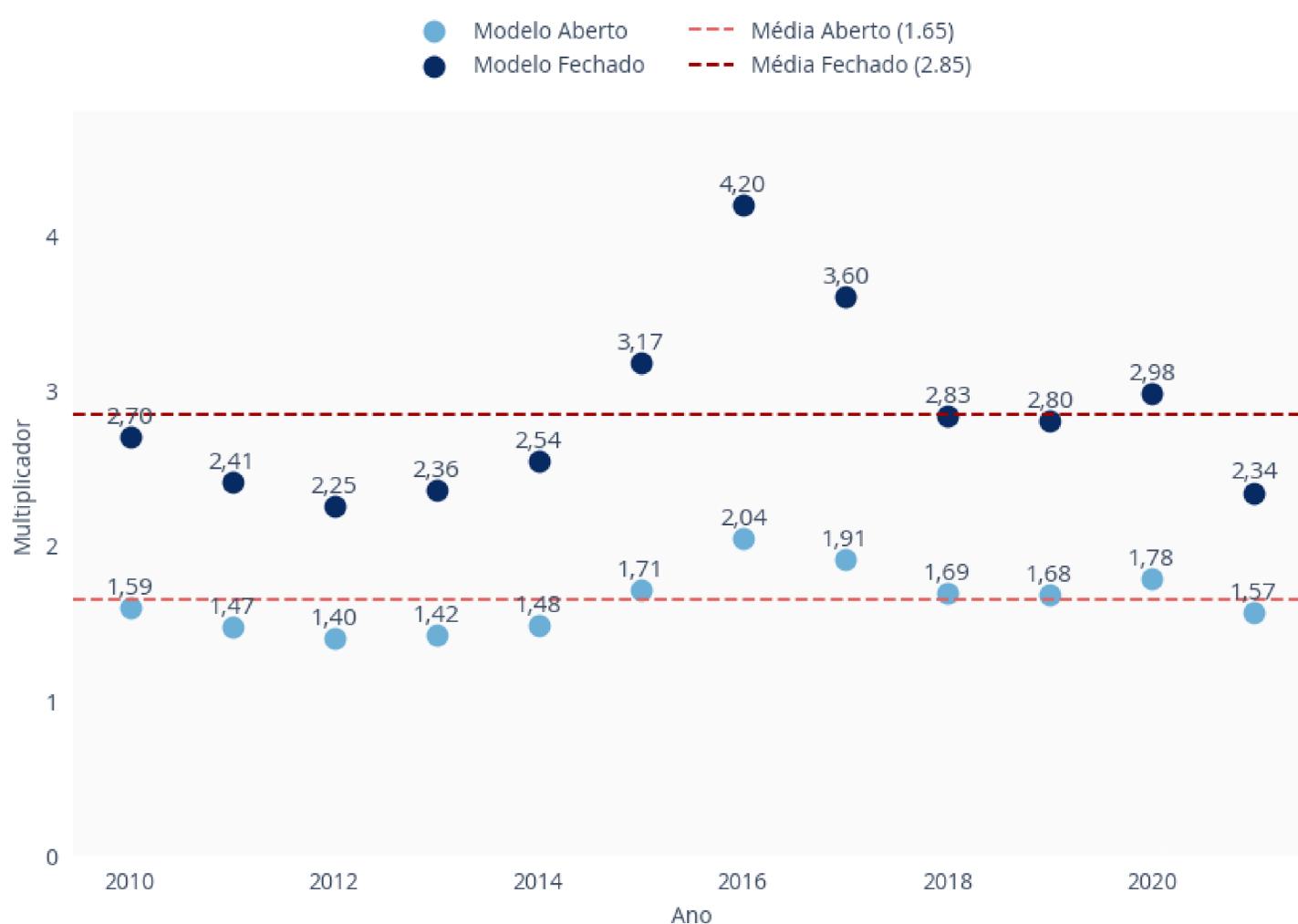


Fonte: Elaboração própria.

Com base na inversa de Leontief (L) aplicada às matrizes anuais de 2010 a 2021, estimou-se a contribuição do setor de óleo e gás (código 0680) para o Valor Bruto da Produção (VBP), tanto no modelo aberto quanto no modelo fechado. Os resultados apresentados no Gráfico abaixo revelam que cada

real acrescido à produção do segmento se traduz em um ganho adicional expressivo para a economia, graças à sua capacidade de acionar fornecedores metalmecânicos, serviços logísticos e utilidades energéticas, além de estimular o consumo das famílias quando a renda gerada se difunde.

GRÁFICO 9 – MULTIPLICADOR DO VALOR BRUTO DA PRODUÇÃO DO SETOR DE O&G NO MODELO ABERTO E FECHADO



Fonte: Elaboração própria.

A média histórica do multiplicador de produção do setor de óleo e gás situa-se em 1,65 no modelo aberto e alcança 2,85 quando o modelo é fechado para consumo das famílias. Esses valores significam que, a cada 1 real acrescido à produção setorial, o efeito encadeado sobre a economia gera, em média, 1,65 real de produção nos demais ramos quando se consideram apenas os elos diretos e indiretos. Ao incluir o efeito-renda – isto é,

o acréscimo de consumo decorrente dos salários e demais rendimentos distribuídos –, o impulso total sobe para 2,85 reais, de impacto agregado sobre o Valor Bruto da Produção. Esse encadeamento positivo confirma a relevância estratégica do setor como impulsionador de valor ao longo da cadeia produtiva nacional.

A leitura prática é clara: investimentos ou ganhos de eficiência que elevem a produção do segmento repercutem de forma multiplicada nas cadeias metalmeccânica, de transporte, de serviços especializados e, posteriormente, no consumo das famílias. Esse coeficiente reforça a posição estratégica do setor como propulsor de dinamismo econômico, pois demonstra que o valor gerado não se restringe às atividades de exploração e produção, mas se difunde amplamente, ampliando a base produtiva e a renda nacional.

4.3.1.4 INTERSECCIONALIDADES DO SETOR DE O&G E IMPACTO NA PRODUÇÃO NACIONAL: PARTICIPAÇÃO COMO INSUMO EM SETORES DEMANDANTES

A decomposição das colunas da MIP permite identificar quais atividades absorvem, como insumo intermediário, a produção de óleo e gás. Entre 2010 e 2021, três grupos setoriais concentram a maior parte dessa demanda. O primeiro é o de refino de petróleo e coquerias (código 1991): ao processar petróleo bruto, esse segmento utiliza diretamente cerca de um terço do valor produzido pelo setor 0680, relação que se intensifica nos anos em que a capacidade instalada de refino opera mais próxima do limite. O segundo grupo, formado por energia elétrica, gás natural e demais utilidades, se une ao terceiro - água, esgoto e gestão de resíduos, cuja dependência decorre do consumo de derivados – sobretudo óleo combustível – em estações de bombeamento e processos de tratamento, além do uso de gás em caldeiras industriais.

TABELA 12 - DEMANDANTES DO SETOR DE O&G EM PARTICIPAÇÃO (%)



Fonte: Elaboração própria.

Cabe ressaltar o forte autoconsumo do próprio setor de óleo e gás, especialmente antes da crise de 2015. Essa característica advém do reinvestimento de parte da produção em operações de elevação artificial, reinjeção de gás e manutenção de plataformas, criando um circuito interno que mantém parcela relevante do valor gerado dentro da própria cadeia.

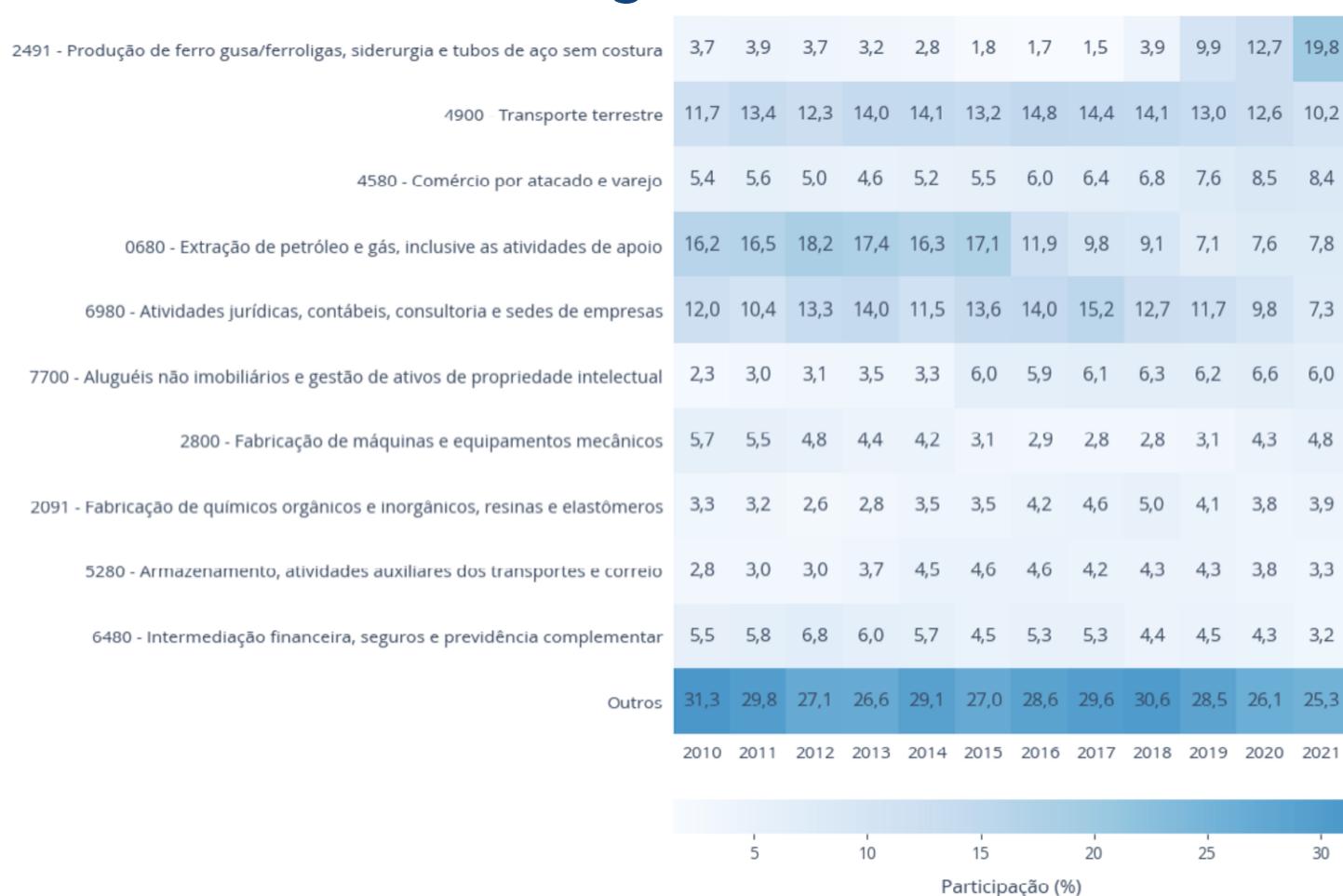
Entender esse mapa de demandantes é fundamental para avaliar os efeitos de uma eventual otimização regulatória. Um choque positivo que acelere investimentos em exploração repercute, em primeiro lugar, no refino, elevando a taxa de utilização das refinarias e estimulando projetos de expansão ou de conversão de unidades. Na sequência, o aumento da oferta de gás natural reduz custos marginais das usinas termelétricas, influenciando preços no mercado de energia e fortalecendo o segmento de utilidades.

Por fim, serviços de água e esgoto capturam ganhos de escala e reduções de custo energético, melhorando suas margens operacionais. Dessa forma, a mitigação de entraves regulatórios impulsiona a produção de óleo e gás e irradia benefícios concretos para atividades essenciais à infraestrutura e ao bem-estar coletivo.

4.3.1.5 PARTICIPAÇÃO COMO INSUMO EM SETORES DEMANDANTES: FORNECEDORES DE INSUMOS PARA O SETOR DE ÓLEO DE GÁS

Na perspectiva oposta, a matriz insumo-produto permite mensurar o volume de compras intermediárias realizado pelo setor 0680 e, assim, identificar quais atividades atuam como seus principais fornecedores. Entre 2010 e 2021, a estrutura de demanda por insumos manteve-se diversificada, combinando bens de capital metálicos de alta intensidade tecnológica, serviços logísticos de grande escala e contratos especializados de apoio corporativo. Esse leque de suprimentos reflete a natureza capital-intensiva da exploração e produção, que exige materiais estruturais, operações de transporte robustas e suporte técnico-administrativo contínuo, além de percentual relevante de autoconsumo de petróleo e gás para manutenção das próprias operações.

TABELA 13 – FORNECEDORES DO SETOR DE O&G EM PARTICIPAÇÃO (%)



Fonte: Elaboração própria.

Quando a produção de óleo e gás acelera, o efeito positivo recai diretamente sobre esse conjunto de fornecedores, que ainda inclui atividades de comércio atacadista, manutenção industrial, engenharia, seguros e serviços financeiros vinculados à gestão de grandes projetos. A ampliação dos pedidos gera novas encomendas industriais, eleva a ocupação da frota de transporte, expande a demanda por consultoria especializada e, em última instância, injeta renda adicional em toda a malha produtiva. Dessa forma, reduções de deficiências regulatórias podem incrementar o faturamento da cadeia energética, mas também fortalecer um núcleo amplo de fornecedores, distribuindo ganhos de produção, emprego e arrecadação ao longo de diversos segmentos da economia nacional.

4.3.3 - ANÁLISE DE IMPACTO DA OTIMIZAÇÃO REGULATÓRIA NO SETOR O&G NA PRODUÇÃO, RENDA, EMPREGO E TRIBUTOS.

4.3.3.1 - ANÁLISE DE IMPACTO DA OTIMIZAÇÃO REGULATÓRIA NO VALOR BRUTO DA PRODUÇÃO

A projeção do impacto da melhoria regulatória sobre o Valor Bruto da Produção (VBP) fundamenta-se no choque exógeno descrito na metodologia: a eliminação do atraso médio de seis meses nos investimentos do setor 0680. Restituindo esses desembolsos ao cronograma original, aplicamos a inversa de Leontief da MIP de 2021 para mensurar, simultaneamente, a perda inicial provocada pelo adiamento - 2025/2026 - e o ganho subsequente que se propaga entre 2027-2030, quando o fluxo de capital retorna ao seu ritmo esperado. Esse procedimento permite quantificar, em termos reais, o montante de produção que deixa de ser gerado em toda a cadeia produtiva devido à ineficiência regulatória.

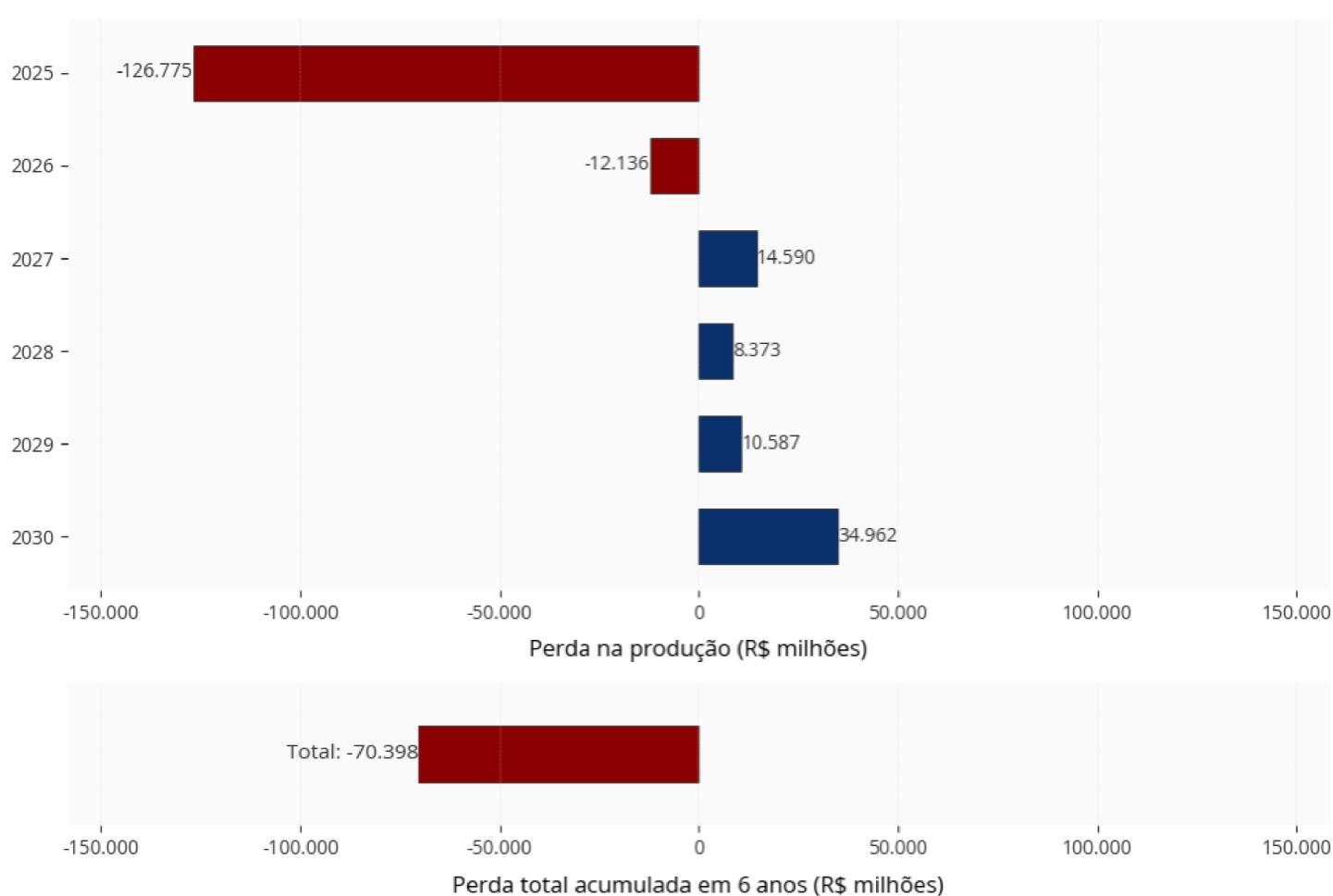
TABELA 14 - EFEITOS DIRETO, INDIRETO E TOTAL - PRODUÇÃO

Ano	Efeito Direto	Efeito Indireto	Efeito Induzido	Efeito Total (modelo aberto)	Efeito Total (modelo fechado)
2025	-18.591,81	-75.832,41	-32.350,83	-94.424,22	-126.775,05
2026	-1.779,81	-7.259,49	-3.096,97	-9.039,30	-12.136,26
2027	2.139,72	8.727,51	3.723,24	10.867,23	14.590,47
2028	1.227,88	5.008,29	2.136,59	6.236,17	8.372,76
2029	1.552,63	6.332,89	2.701,67	7.885,53	10.587,20
2030	5.127,31	20.913,32	8.921,82	26.040,64	34.962,46
Agregado em 6 anos	-10.324,07	-42.109,88	-17.964,48	-52.433,95	-70.398,42

Fonte: Elaboração própria.

O exercício de simulação indica que o primeiro ano de atraso – 2025 – concentra a maior parte do custo econômico da ineficiência regulatória. No modelo aberto, que considera apenas efeitos diretos e indiretos, a perda estimada chega a R\$ 94,4 bilhões em Valor Bruto da Produção. Quando se fecha o modelo para endogeneizar o consumo das famílias, o impacto induzido amplia esse montante para R\$ 126,8 bilhões. Essa diferença ilustra o peso do efeito-renda: a retração inicial de salários e lucros no setor de óleo e gás reduz o poder de compra das famílias e, por conseguinte, a demanda por bens e serviços em toda a economia.

GRÁFICO 10 – EFEITO ANUAL NO VALOR BRUTO DA PRODUÇÃO EM RAZÃO DOS ATRASOS OCASIONADOS PELA INEFICIÊNCIA REGULATÓRIA NO SETOR DE O&G (R\$ MILHÕES)



Fonte: Elaboração própria.

A partir de 2026 a trajetória das perdas se suaviza. Como os desembolsos de capital apenas foram postergados – e, a princípio, não cancelados –, parte do investimento adiado começa a ser realizado, o que reativa gradualmente a cadeia de fornecedores e mitiga o choque negativo sobre o VBP. Mesmo assim, o hiato de produção não é integralmente compensado, pois cada real atrasado deixa de gerar reverberações simultâneas nos demais setores no momento em que a economia poderia absorvê-los com maior efeito multiplicador.

Essa dinâmica de “recuperação parcial” prossegue até 2030, último ano do horizonte de análise. Ao fim do quinquênio, o fluxo de investimentos retorna à normalidade, mas o tempo decorrido entre o planejamento original e a execução efetiva implica perdas permanentes de oportunidade.

GRÁFICO 11 – EFEITO DIRETO, INDIRETO E INDUZIDO NO VALOR BRUTO DA PRODUÇÃO EM RAZÃO DOS ATRASOS OCASIONADOS PELA INEFICIÊNCIA REGULATÓRIA NO SETOR DE O&G (R\$ MILHÕES) - TOTAL EM 6 ANOS



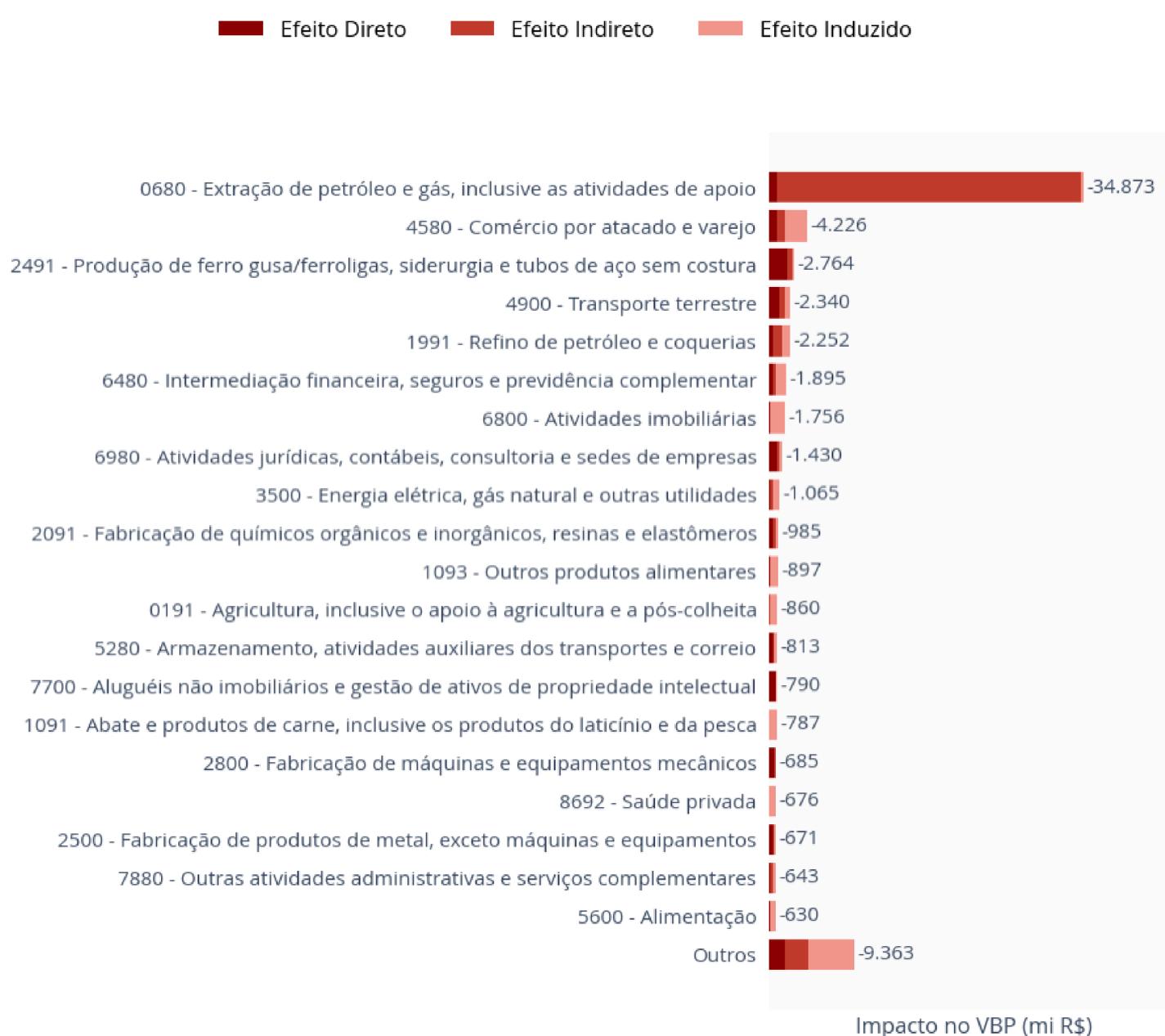
Fonte: Elaboração própria.

O Valor Bruto da Produção perdido em decorrência do atraso médio de seis meses nos investimentos do setor de óleo e gás concentra-se, como era esperado, no próprio segmento de O&G; contudo, o alcance do choque é significativamente mais amplo.

Aproximadamente metade (cerca de 50 %) da retração estimada propaga-se para fora do setor 0680, evidenciando o elevado grau de interconexão e encadeamentos produtivos existentes na economia brasileira. Em outras palavras, a ineficiência regulatória que posterga investimentos estratégicos não prejudica apenas o núcleo do setor energético, mas reverbera em diversas cadeias de suprimentos e serviços, comprometendo a geração de valor agregado em toda a estrutura produtiva.

Os maiores impactos indiretos recaem sobre três ramos: comércio atacadista e varejista, com perda de R\$ 4,2 bi em VBP devido à queda na demanda por bens intermediários e de consumo; produção de ferro e derivados, que perde R\$ 2,8 bi por depender de encomendas ligadas à infraestrutura petrolífera; e transporte terrestre, com retração de R\$ 2,3 bi, reflexo do menor fluxo de insumos e produtos na cadeia logística.

GRÁFICO 12 – EFEITOS SETORIAIS DIRETO, INDIRETO E INDUZIDO NO VALOR BRUTO DA PRODUÇÃO EM RAZÃO DOS ATRASOS OCACIONADOS PELA INEFICIÊNCIA REGULATÓRIA NO SETOR DE O&G (R\$ MILHÕES)



Fonte: Elaboração própria.

4.3.3.2 - ANÁLISE DE IMPACTO DA REDUÇÃO DA INEFICIÊNCIA REGULATÓRIA NA RENDA DA POPULAÇÃO

A postergação média de seis meses nos investimentos do setor 0680 repercute diretamente na massa de remunerações distribuída à economia. No cenário aberto, a perda líquida acumulada atinge R\$ 4,7 bilhões; no fechado, que incorpora o consumo familiar induzido, o impacto se aprofunda para R\$ 7,9 bilhões (valores de 2021), evidenciando a importância do encadeamento renda-consumo-produção para a difusão dos choques regulatórios.

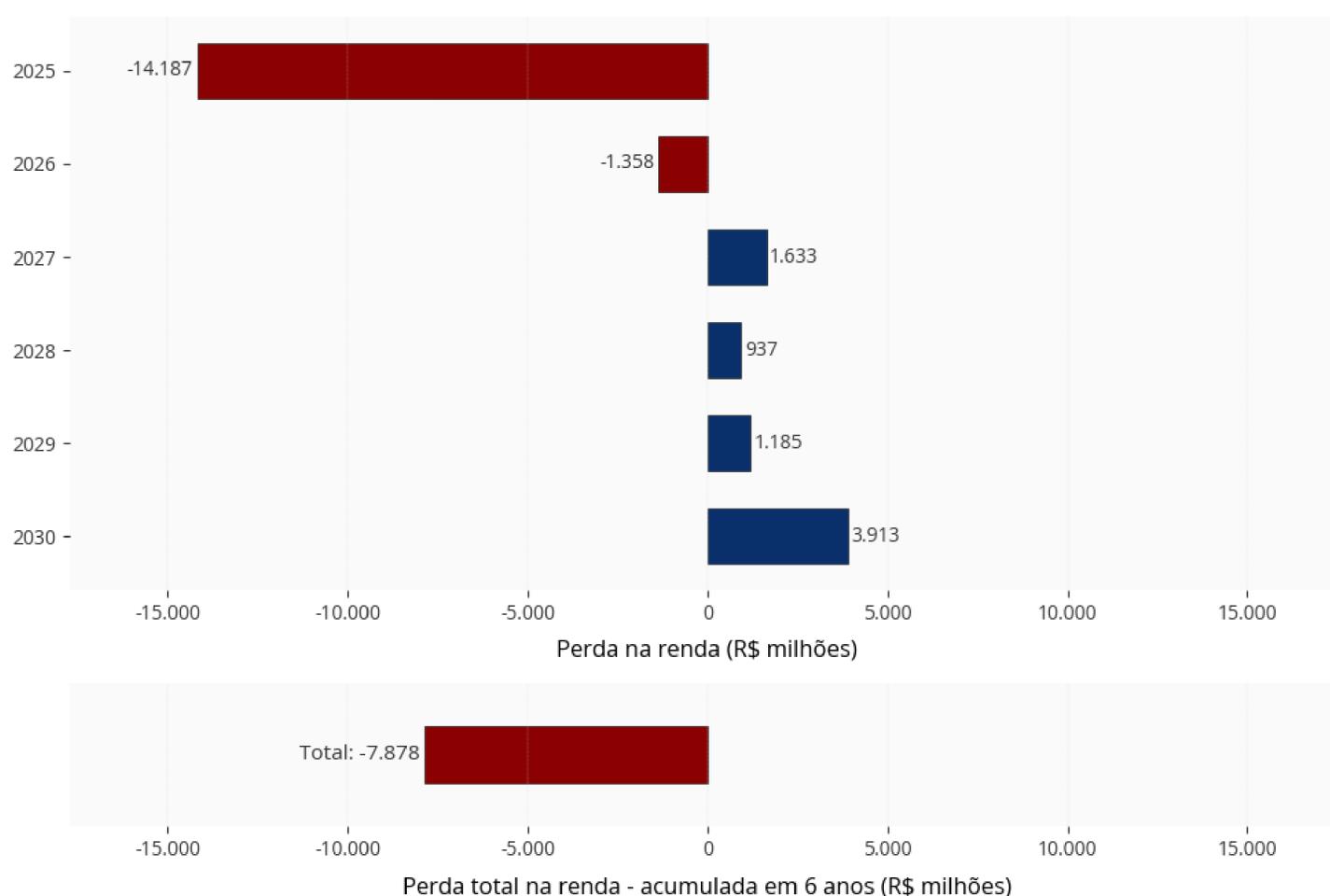
TABELA 15 - EFEITOS DIRETO, INDIRETO E TOTAL - RENDA

Ano	Efeito Direto	Efeito Indireto	Efeito Induzido	Efeito Total (modelo aberto)	Efeito Total (modelo fechado)
2025	-3.146,69	-5.313,38	-5.727,28	-8.460,07	-14.187,35
2026	-301,24	-508,65	-548,28	-809,89	-1.358,16
2027	362,15	611,51	659,15	973,66	1.632,81
2028	207,82	350,92	378,25	558,74	936,99
2029	262,79	443,73	478,29	706,51	1.184,81
2030	867,81	1.465,34	1.579,49	2.333,15	3.912,64
Total (6 anos)	-1.747,36	-2.950,53	-3.180,37	-4.697,89	-7.878,26

Fonte: Elaboração própria.

A trajetória temporal espelha o comportamento observado no VBP: nos dois primeiros anos (2025-2026) a renda sofre contração acentuada, enquanto os ganhos registrados a partir de 2028, quando os investimentos finalmente ocorrem, não compensam integralmente as perdas iniciais. Em termos líquidos, a renda agregada das famílias permanece R\$ 7,9 bilhões abaixo do que se verificaria num ambiente regulatório alinhado aos benchmarks internacionais.

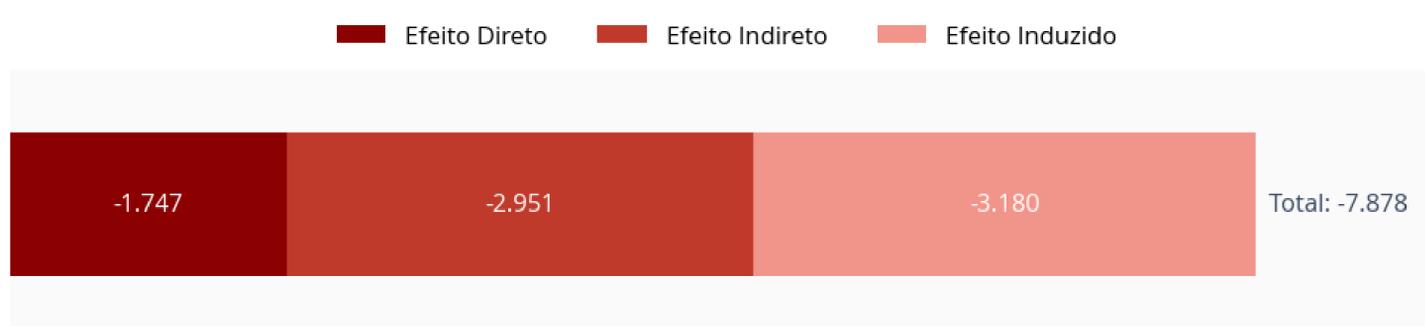
GRÁFICO 13 – EFEITO ANUAL NA RENDA EM RAZÃO DOS ATRASOS OCACIONADOS PELA INEFICIÊNCIA REGULATÓRIA NO SETOR DE O&G (R\$ MILHÕES)



Fonte: Elaboração própria.

A decomposição pela matriz inversa de Leontief mostra que R\$ 1,7 bilhão da perda decorre de salários pagos diretamente pelas empresas de óleo e gás (“efeito direto”); R\$ 3,0 bilhões cancelam-se na cadeia de fornecedores (“efeito indireto”), e R\$ 3,2 bilhões deixam de circular pelo consumo das famílias (“efeito induzido”). Este último componente revela o papel multiplicador da renda: a menor folha de pagamentos restringe o poder de compra e comprime, por conseguinte, a produção de bens e serviços voltados ao mercado doméstico.

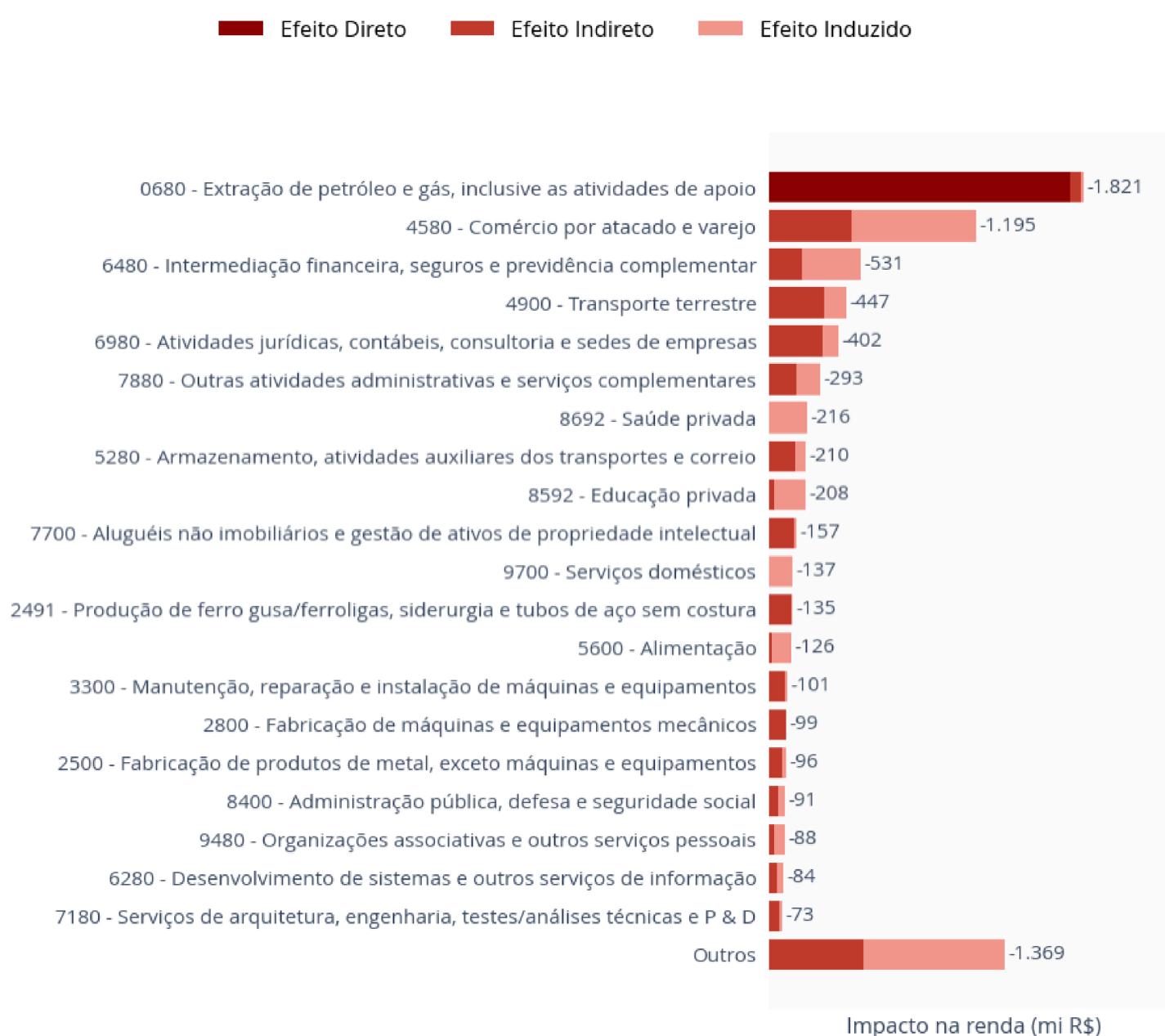
GRÁFICO 14 – EFEITO DIRETO, INDIRETO E INDUZIDO NA RENDA EM RAZÃO DOS ATRASOS OCASIONADOS PELA INEFICIÊNCIA REGULATÓRIA NO SETOR DE O&G (R\$ MILHÕES) - TOTAL EM 6 ANOS



Fonte: Elaboração própria.

Do ponto de vista intersetorial, apenas 22 % do prejuízo – cerca de R\$ 1,8 bilhão – concentra-se no próprio setor de O&G. Os R\$ 6,1 bilhões restantes dissipam-se em dezenas de ramos, com destaque para comércio atacadista e varejista, transporte terrestre e indústrias de base, onde a dependência de encomendas e serviços ao cluster petrolífero é elevada. A distribuição assimétrica reforça que o custo social da morosidade regulatória recai majoritariamente sobre trabalhadores e empresas alheios ao núcleo do setor.

GRÁFICO 15 – EFEITOS SETORIAIS DIRETO, INDIRETO E INDUZIDO NA RENDA EM RAZÃO DOS ATRASOS OCASIONADOS PELA INEFICIÊNCIA REGULATÓRIA NO SETOR DE O&G (R\$ MILHÕES)



Fonte: Elaboração própria.

Em síntese, o adiamento de investimentos estratégicos não compromete apenas a geração direta de empregos qualificados no setor energético; ele deprime a renda das famílias em toda a malha produtiva, prolongando os efeitos de um choque inicialmente setorial e ampliando o hiato de bem-estar agregado.

4.3.3.3 - ANÁLISE DE IMPACTO DA REDUÇÃO DA INEFICIÊNCIA REGULATÓRIA NA QUANTIDADE DE EMPREGOS

A postergação de seis meses nos investimentos do setor 0680 também se traduz em forte retração do emprego formal. No cenário aberto, a eliminação líquida esperada soma -86 mil postos de trabalho; quando se consideram os efeitos induzidos pelo menor consumo das famílias, o impacto fechado aprofunda-se para -210 mil vínculos formais no período 2025-2030. Esses números, medidos em níveis absolutos, dimensionam o custo social da morosidade regulatória.

TABELA 16 - EFEITOS DIRETO, INDIRETO E TOTAL - EMPREGOS

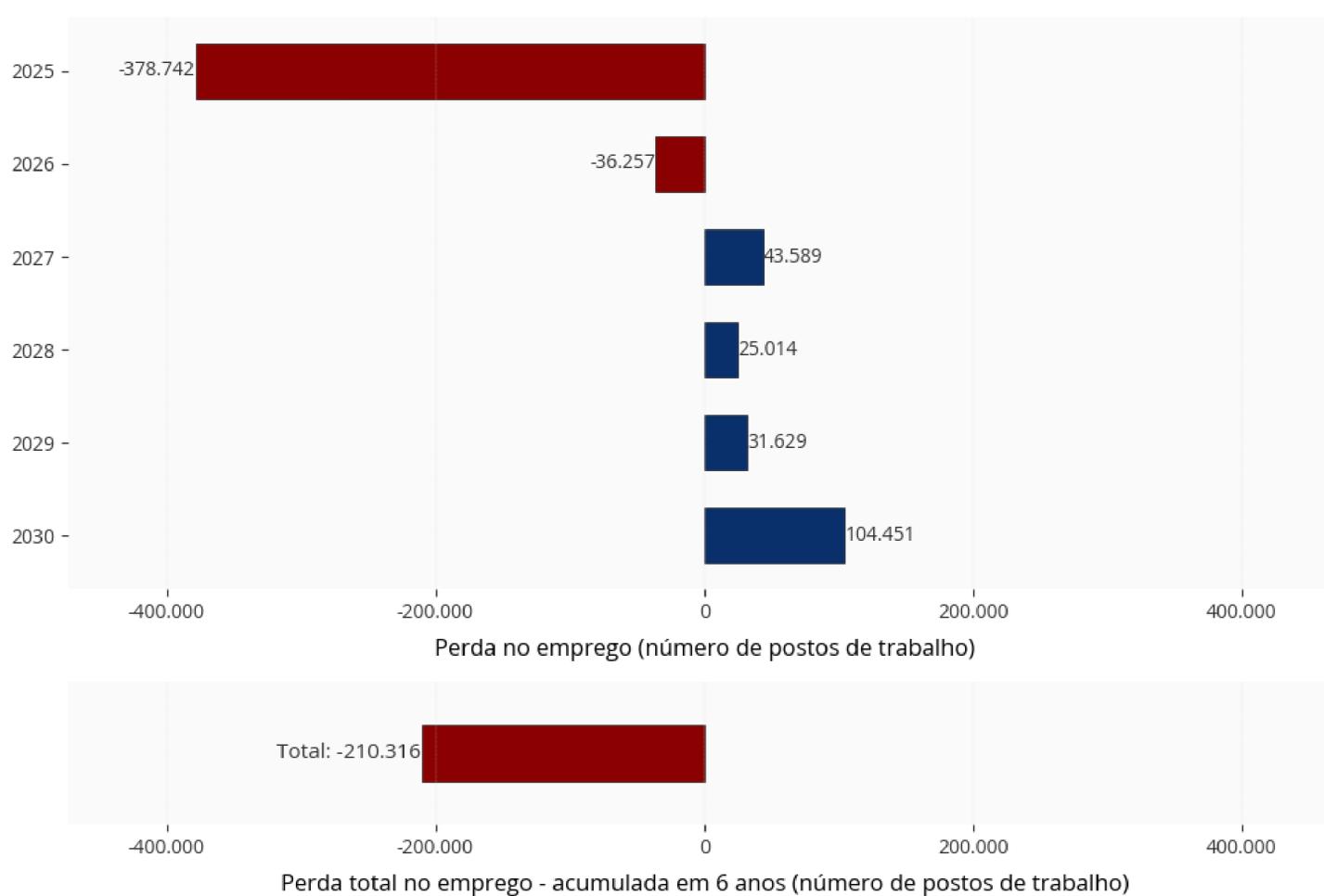
Ano	Efeito Direto	Efeito Indireto	Efeito Induzido	Efeito Total (modelo aberto)	Efeito Total (modelo fechado)
2025	-8.176	-147.944	-222.622	-156.120	-378.742
2026	-783	-14.163	-21.312	-14.945	-36.257
2027	941	17.027	25.621	17.968	43.589
2028	540	9.771	14.703	10.311	25.014
2029	683	12.355	18.592	13.038	31.629
2030	2.255	40.800	61.395	43.055	104.451
Total (6 anos)	-4.540	-82.153	-123.622	-86.694	-210.316

Fonte: Elaboração própria.

Tal como ocorreu com o VBP e a renda, a curva temporal do emprego apresenta perdas expressivas nos dois primeiros anos, seguidas de recomposição parcial com a realização tardia dos investimentos. Ainda assim, o saldo

líquido ao fim do horizonte de cinco anos permanece negativo, refletindo a incapacidade dos efeitos de “retorno” de compensar integralmente o hiato gerado pela postergação inicial.

GRÁFICO 16 – EFEITO ANUAL NO EMPREGO EM RAZÃO DOS ATRASOS OCACIONADOS PELA INEFICIÊNCIA REGULATÓRIA NO SETOR DE O&G (NÚMEROS DE POSTOS DE TRABALHO)



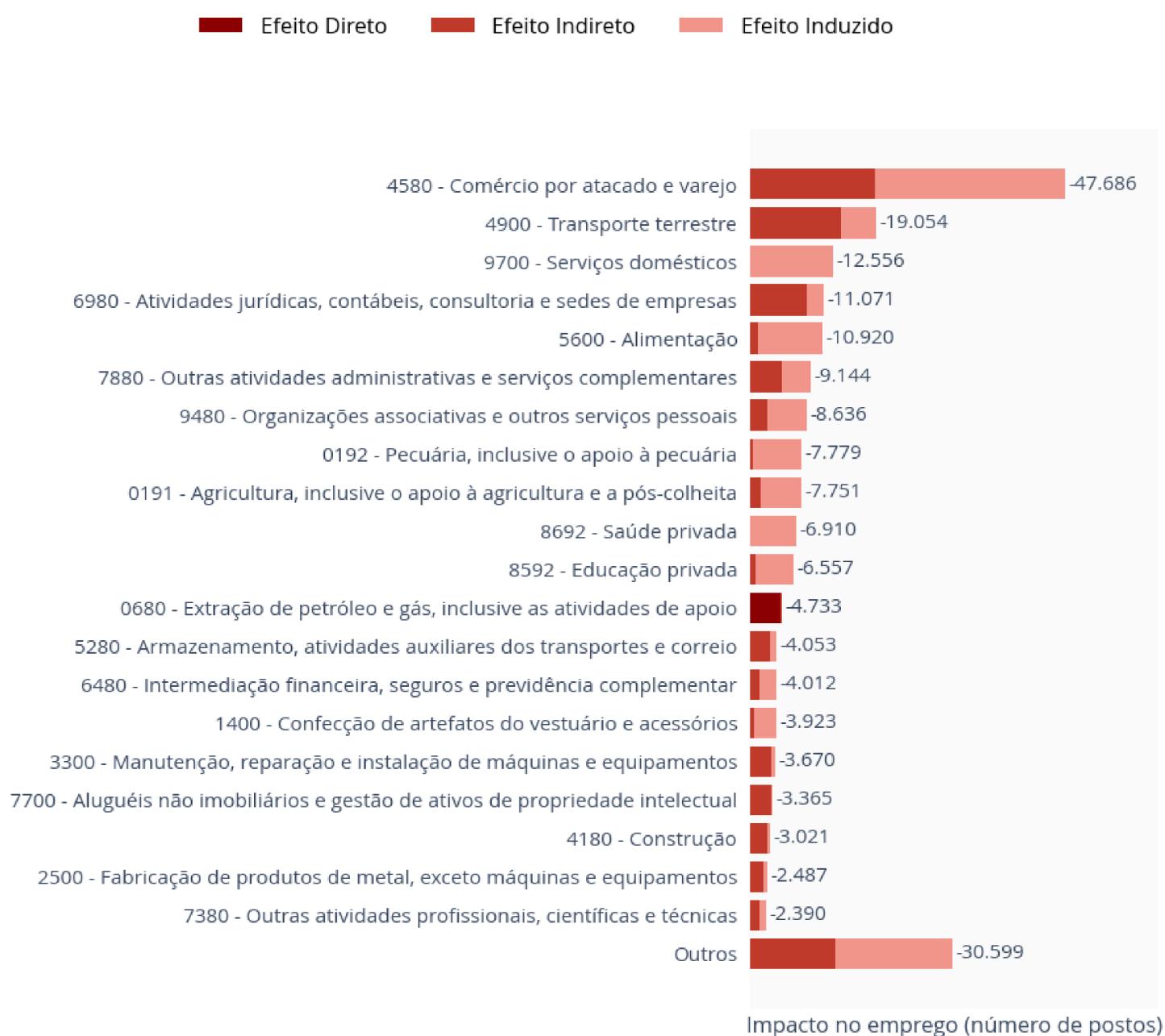
Fonte: Elaboração própria.

A análise setorial revela que o impacto direto no próprio segmento de óleo e gás é relativamente modesto: aproximadamente -4,7 mil vagas deixam de ser criadas ou são suprimidas. Entretanto, a elevada densidade de encadeamentos para trás e para a frente faz com que as cadeias de suprimentos e de serviços relacionados

absorvam a maior parcela do choque.

No comércio atacadista e varejista, a contração estimada atinge -47 mil empregos, resultado do menor giro de mercadorias ocasionado pela queda de renda e pelo recuo das encomendas industriais. O transporte terrestre perde cerca de -19 mil postos, em razão do volume reduzido de cargas a movimentar.

GRÁFICO 17 – EFEITOS SETORIAIS DIRETO, INDIRETO E INDUZIDO NO EMPREGO EM RAZÃO DOS ATRASOS OCASIONADOS PELA INEFICIÊNCIA REGULATÓRIA NO SETOR DE O&G (NÚMERO DE POSTOS DE TRABALHO)



Fonte: Elaboração própria.

A dispersão do choque atinge ainda segmentos como pecuária, alimentação e agricultura, que, embora apresentem perdas menores em termos absolutos, sofrem queda relevante em localidades onde a agroindústria depende de insumos energéticos e da demanda por bens alimentícios dos trabalhadores do complexo petrolífero.

Em síntese, o atraso nos licenciamentos não apenas limita contratações diretas de alta qualificação no núcleo de óleo e gás, mas desencadeia uma reação em cadeia que reduz oportunidades de trabalho em setores labor-intensivos e de menor remuneração. O resultado final – -210 mil empregos formais – evidencia que a eficiência regulatória é determinante para preservar o dinamismo do mercado de trabalho em toda a economia.

4.3.3.4 - ANÁLISE DE IMPACTO DA REDUÇÃO DA INEFICIÊNCIA REGULATÓRIA NOS IMPOSTOS ARRECADADOS

A postergação média de seis meses nos investimentos no setor de óleo e gás ocasiona impactos significativos sobre a arrecadação tributária e a receita de royalties, com efeitos imediatos já em 2025. A partir da modelagem fechada baseada na matriz insumo-produto, estima-se uma perda de R\$ 10.7 bilhões nos tributos sobre o produto ao longo de 6 anos, reflexo direto da retração na atividade econômica desencadeada pela ineficiência regulatória que afeta a execução dos projetos do setor.

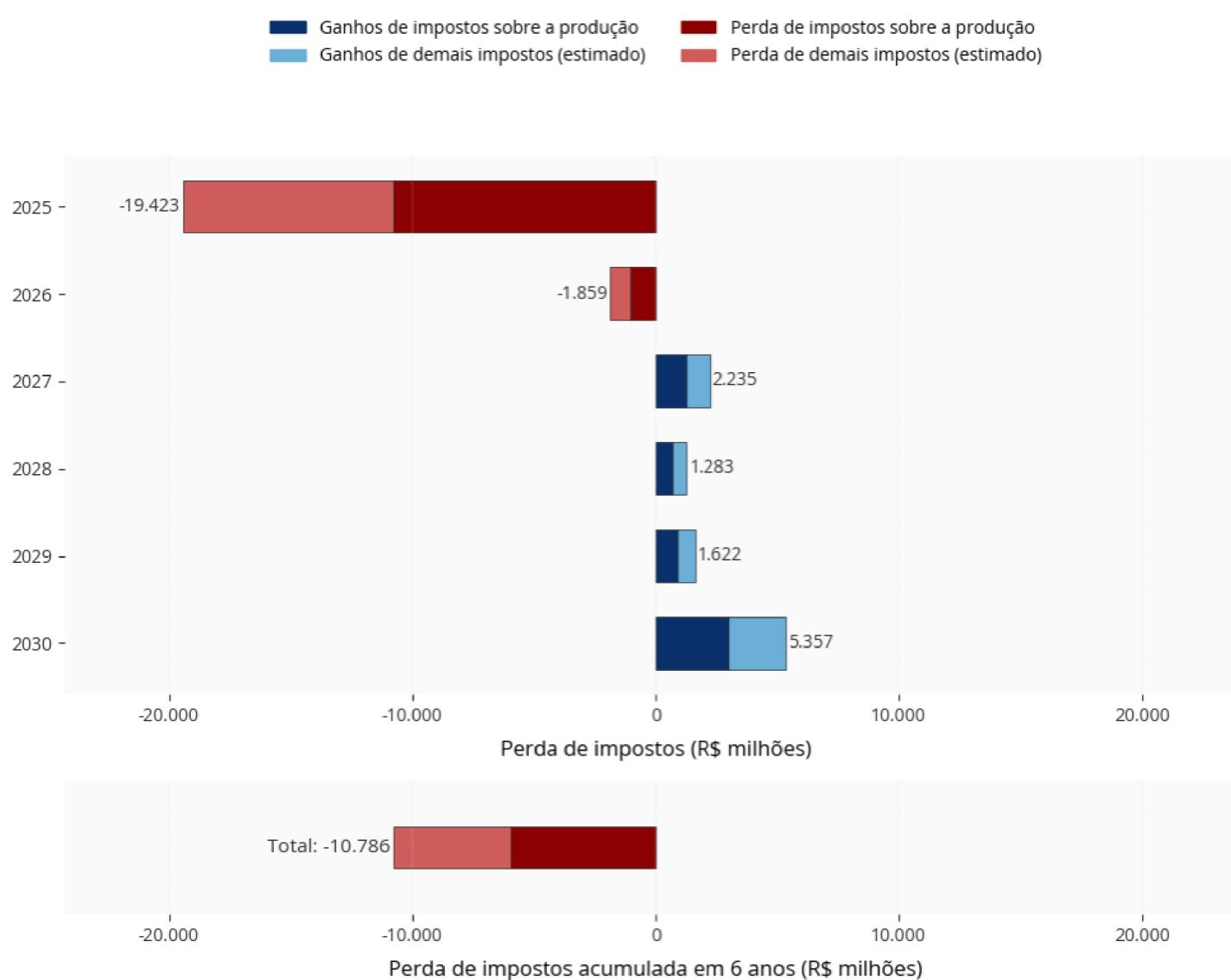
TABELA 17 - EFEITOS SOBRE OS IMPOSTOS

Ano	Efeito nos níveis de impostos
2025	-19.423,19
2026	-1.859,40
2027	2.235,40
2028	1.282,79
2029	1.622,06
2030	5.356,59
Total (6 anos)	-10.785,73

Fonte: Elaboração própria.

A metodologia adotada para estimar esse impacto considerou o efeito total da postergação dos investimentos sobre o Valor Bruto da Produção (VBP), conforme delineado na seção 4.3.3.1 deste relatório. O choque agregado acumulado ao longo de seis anos totaliza uma retração de R\$ 70,4 bilhões no VBP, distribuída entre todos os setores da economia. A partir desse valor, aplicaram-se os coeficientes médios setoriais de incidência de impostos sobre a produção, conforme registrados na matriz insumo-produto, para mensurar as perdas em arrecadação tributária. Essa abordagem permite observar os impactos fiscais derivados das distorções institucionais que atrasam os investimentos produtivos em setores estratégicos.

GRÁFICO 18 – EFEITO ANUAL NA ARRECAÇÃO DE IMPOSTOS EM RAZÃO DOS ATRASOS OCACIONADOS PELA INEFICIÊNCIA REGULATÓRIA NO SETOR DE O&G (R\$ MILHÕES)



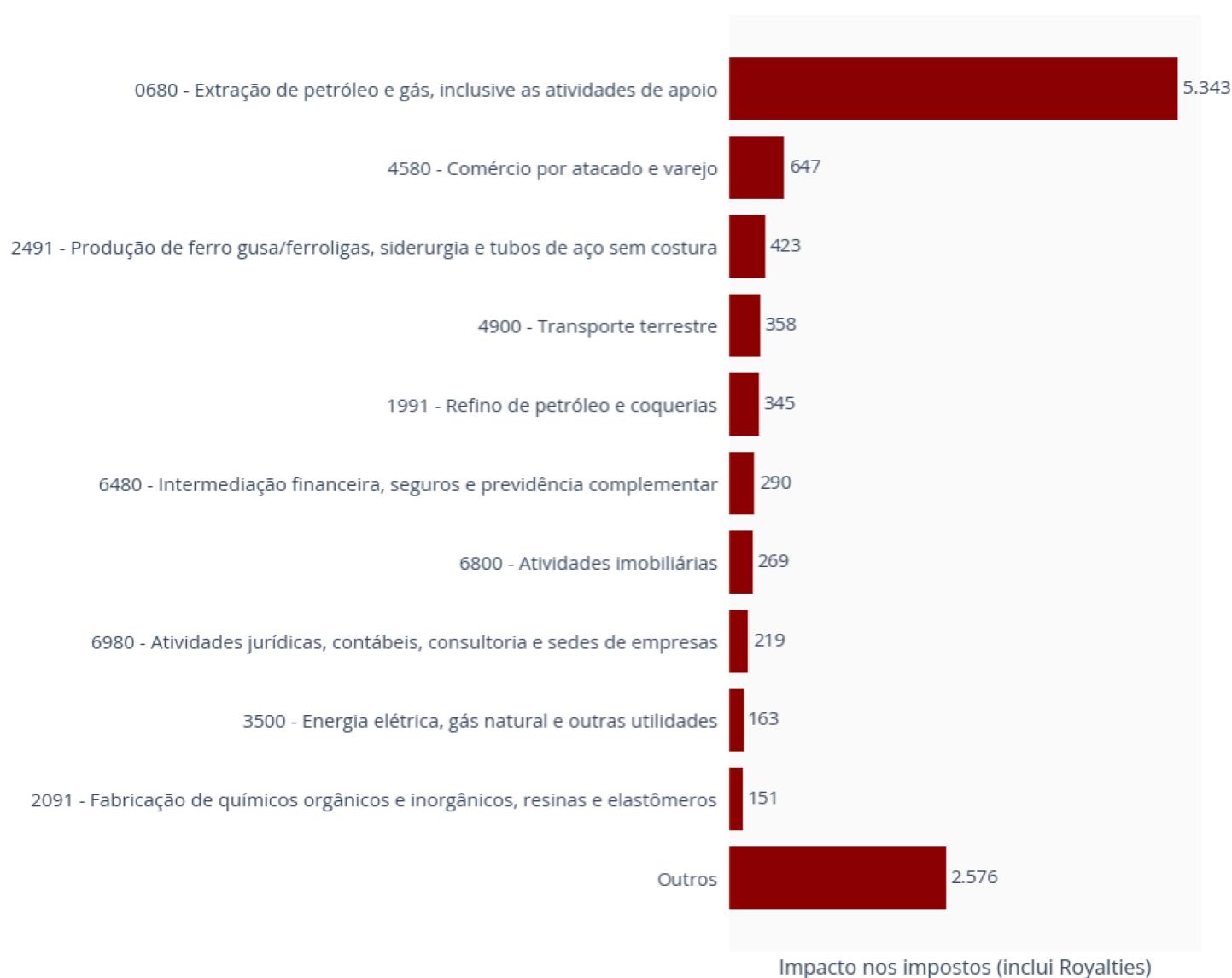
Fonte: Elaboração própria.

Importa destacar que a matriz insumo-produto captura apenas os impostos sobre produtos, não contemplando tributos relevantes como imposto de renda e contribuição sobre o lucro líquido. Assim, para estimar o restante dos impostos nos setores, em especial sobre a renda e contribuições sobre lucro, optou-se por estimar a diferença da tributação em razão dos níveis de impostos

do valor agregado, conforme estabelecido em estudos sobre a carga tributária bruta do Observatório de Política Fiscal FGV/IBRE.

Dessa forma, acredita-se que, mesmo podendo ocorrer eventuais alterações de composição tributária entre os setores, o impacto total estimado se torna mais fidedigno com a realidade tributária brasileira.

GRÁFICO 19 – PERDAS SETORIAIS DE IMPOSTOS EM RAZÃO DOS ATRASOS OCACIONADOS PELA INEFICIÊNCIA REGULATÓRIA NO SETOR DE O&G (EM R\$ MILHÕES)



Fonte: Elaboração própria.

Além disso, os efeitos da postergação dos investimentos no setor de óleo e gás não se restringem ao próprio setor. Estima-se que, em média, aproximadamente 50% da retração da perda de impostos ocorre fora do setor de origem. Os impactos se propagam para setores interdependentes, como comércio, transporte e a cadeia de bens intermediários industriais, com destaque para os segmentos de produção de máquinas, equipamentos e estruturas metálicas. Esse encadeamento reforça o papel do setor de óleo e gás como indutor de demanda em setores-chave da economia e evidencia que os atrasos ocasionados pela ineficiência regulatória comprometem, também, a saúde fiscal de uma ampla gama de atividades econômicas adjacentes.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este estudo buscou analisar os impactos econômicos decorrentes da ineficiência regulatória no setor de óleo e gás (O&G) no Brasil, com foco na governança ambiental estabelecida.

Ressaltamos que a proposta de otimização regulatória para conferir maior celeridade à estruturação e ao licenciamento ambiental de projetos de O&G não tem a intenção de minimizar a importância da descarbonização da matriz energética brasileira. Pelo contrário, reconhecemos que tal medida é fundamental para o desenvolvimento sustentável do país e para o enfrentamento das mudanças climáticas.

Entretanto, a análise do atual modelo de governança ambiental aplicado ao setor de óleo e gás revela que a ineficiência regulatória tem sobrecarregado o licenciamento ambiental em função da deficiência de outros instrumentos de caráter mais estratégico, o que limita a efetividade das medidas de mitigação e compensação necessárias.

Nesse sentido, ajustes nessa governança são necessários para garantir maior transparência e previsibilidade, bem como **maior equilíbrio na distribuição de ônus e benefícios** da atividade por meio da otimização de mecanismos como o Fundo Social do Pré-Sal.

Importante mencionar que esse Fundo surgiu a partir da preocupação em se “evitar que [...] o país apresentasse problemas associados ao efeito econômico chamado de ‘maldição dos recursos



naturais', fenômeno que ocorre quando um país rico em recursos naturais, como petróleo, gás, minérios, entre outros, não consegue transformar essa riqueza em benefícios econômicos e sociais para a população" (Relatório de Levantamento TCU TC 028.706/2022-6).

Este estudo enfatiza que a busca por maior agilidade e racionalidade no licenciamento ambiental é compatível e complementar às metas ambientais nacionais, visando um equilíbrio justo entre desenvolvimento econômico, proteção ambiental e avanço tecnológico.

Conforme apresentando nas seções anteriores, o impacto socioeconômico estimado das deficiências de governança ambiental no setor para os próximos 6 anos é multidimensional e consiste em menores investimentos (- R\$ 33,5 bilhões), perda de produção (- R\$ 70,4 bilhões), menor renda da população (- R\$ 7,9 bilhões), tributos e royalties reduzidos (- R\$ 10,8 bilhões), além de uma menor geração de empregos no país (210 mil empregos deixarão de ser gerados).

Além de valores muito significativos, deve-se ressaltar que os impactos se referem não apenas às pessoas e às empresas diretamente ligadas ao setor de O&G, mas também a um grande espectro da sociedade brasileira, já que os efeitos indiretos (notadamente sobre fornecedores de bens de capital metálicos de alta intensidade tecnológica, de serviços logísticos de grande escala e de contratos especializados de apoio corporativo) e induzidos (incluindo setores tão variados quanto o comércio por atacado e varejo, o setor imobiliário, os serviços e diversas outras atividades impactadas pela alteração no consumo das famílias) implicam repercussões efetivas sobre o dinamismo social.

Nesse sentido, destacam-se algumas medidas que poderiam otimizar a governança ambiental no setor de O&G, de modo a favorecer a previsibilidade, a segurança jurídica e a sustentabilidade, entendida como o equilíbrio entre os aspectos ambientais, sociais e econômicos.

Em relação à estrutura administrativa responsável pelos licenciamentos ambientais, há necessidade de **fortalecimento dos órgãos ambientais competentes**, em especial o Ibama, que embora atue materialmente como uma agência, não tem esse tratamento formal.

Trilhar esse caminho levaria o Ibama a atuar no mesmo sentido das demais agências reguladoras federais, o que significa, por exemplo, formar uma diretoria colegiada, com mandatos fixos e não-coincidentes, o que fortaleceria o processo de tomada de decisão, hoje concentrado em uma única pessoa, o presidente da autarquia, sobre quem recai uma responsabilidade desproporcional, principalmente em função do art. 67 da Lei nº 9.605, de 1998 (Lei de Crimes Ambientais), que tipifica como crime a concessão de licença, autorização ou permissão em desacordo com as normas ambientais, mesmo na modalidade culposa, quando o ato é aplicado por imprudência, imperícia ou negligência.

Em um ambiente com regras ambientais tão numerosas e dinâmicas, esse dispositivo se mostra temerário, além de estar desalinhado da Lei de Introdução às Normas do Direito Brasileiro (LINDB), que a partir da aprovação da Lei nº 13.655/2018 passou a contar com o art. 28, segundo o qual “O agente público responderá pessoalmente por suas decisões ou opiniões técnicas em caso de dolo ou erro grosseiro”.

Mas para além do fortalecimento da alta governança, recomenda-se que sejam adotadas as melhores práticas regulatórias nas atividades de licenciamento ambiental, com **segregação clara de funções sobre a regulação, o licenciamento e a fiscalização**, hoje bastante sobrepostas, o que tem gerado a imposição de obrigações por meio de atos sem validação da mesma esfera de competência que emite a licença.

O **aparato tecnológico** que apoia o trâmite administrativo, por sua vez, precisa garantir transparência e previsibilidade, tanto pela disponibilização de

documentos que permitam uma análise cronológica dos fatos e estudos relacionados, como pela comunicação clara das etapas realizadas e previstas, com os respectivos prazos.

O arcabouço normativo também merece atenção, com a divulgação antecipada de uma **agenda regulatória** que sinalize aos diferentes grupos interessados quais são as intenções do regulador, bem como permitindo sua participação qualificada no processo de elaboração de normativos, com audiências e consultas públicas, assim como ocorre nas agências reguladoras federais. A adoção de **avaliação de impacto regulatório** também se mostra essencial para a construção de um arcabouço normativo que equilibre adequadamente os meios e fins.

Por fim, reconhecendo-se que o licenciamento ambiental tem estado sobrecarregado pela ineficácia de instrumentos de planejamento mais estratégicos, faz-se necessário revisitar o atual modelo de AAAS de modo a compatibilizá-lo com a dinâmica do setor e de modo a promover verdadeiramente a harmonização entre políticas setoriais por vezes dissonantes, como a política energética e a política ambiental.

Nesse ponto, reforçamos a defesa de uma **visão mais programática para a avaliação ambiental estratégica**, sem que isso signifique desconsiderar a abordagem regional das análises. Com isso, privilegia-se uma análise dinâmica, sistemática e estratégica das diferentes intervenções previstas no tempo e no território, avaliando-se a sinergia entre elas.

E para que essa visão estratégica tenha resultados efetivos, não se pode deixar de mencionar a necessidade de **aprimorar a destinação de recursos do Fundo Social do Pré-Sal**, para que os benefícios da atividade sejam de fato revertidos a favor da população e do meio ambiente, sem o que a sustentabilidade não se concretiza de fato.

ANEXO - A METODOLOGIA DA MATRIZ DE INSUMO-PRODUTO

1 FUNDAMENTOS E APLICAÇÕES

As matrizes de insumo-produto (input-output) são uma representação tabular das interdependências entre os diversos setores de uma economia. Em essência, a matriz de insumo-produto registra, em linhas e colunas, as transações de bens e serviços entre setores produtores e consumidores de uma economia num determinado período.

Cada linha (i) da matriz indica para quem um determinado setor vende sua produção, seja como insumos intermediários para outros setores, seja como bens finais para consumo ou exportação. Já cada coluna (j) mostra de quem o setor compra seus insumos e quanto paga aos fatores primários, como trabalho e capital. Em resumo, vemos nas linhas os setores vendedores e nas colunas os setores compradores.

Dessa forma, a matriz fornece uma visão detalhada da estrutura produtiva e das ligações intersetoriais, permitindo identificar como o aumento ou redução de produção em um setor impacta este mesmo setor e os demais. Por concretude, colocamos o exemplo abaixo para uma melhor visualização do formato da matriz em questão:

TABELA 18 – EXEMPLO SIMPLIFICADO DA MATRIZ DE INSUMO-PRODUTO

	S1	S2	Demanda Final (Y)	Demanda Total (X)
S1 (Setor 1)	150	500	350	1000
S2 (Setor 2)	200	100	1700	2000
Pagamentos	650	1400	--	--
Produto Total (X)	1000	2000	--	--

Fonte: Adaptação de Miller e Blair (2009)

Dentre as aplicações práticas do modelo de insumo-produto, mencionam-se o uso em análises de política econômica, avaliação de impactos de choques de demanda e planejamento de desenvolvimento setorial. Um exemplo clássico é estimar quantos empregos, tributos e/ou valor adicionado são gerados direta e indiretamente em toda a cadeia produtiva a partir de um investimento inicial em um setor específico.

Essa capacidade de decompor efeitos diretos, indiretos e induzidos (também chamado de efeito-renda) torna o modelo insumo-produto uma ferramenta amplamente utilizada para mensurar impactos econômicos de projetos e choques na economia.

2. DERIVAÇÃO DA MATRIZ DE INSUMO-PRODUTO (LEONTIEF)

A análise insumo-produto baseia-se em modelos matemáticos que relacionam a produção setorial às demandas e ofertas na economia. O modelo fundamental é o modelo de demanda ou de Leontief⁴⁷, em que a

⁴⁷ Wassily Leontief desenvolveu inicialmente a ideia da matriz de insumo-produto na década de 1930, influenciado por ideias prévias de Quesnay (Tableau Économique) e de Walras (equilíbrio geral). Essa metodologia ganhou destaque a partir dos anos 1960, quando mais de 40 países passaram a utilizá-la em seu planejamento econômico.

produção é determinada pela demanda final (componentes como consumo, investimento, exportações). Esses modelos podem ser derivados em versões abertas (com demanda final exógena⁴⁸) e fechadas (com famílias endogenizadas⁴⁹).

Antes de mostrar a diferença desses dois tipos de modelo, é preciso especificar os principais conceitos da metodologia. No modelo de Leontief, supõe-se que cada setor produz o suficiente para suprir a demanda por seus produtos, tanto de outros setores (consumo intermediário) quanto dos consumidores finais. Para quantificar isso, define-se a matriz de coeficientes técnicos **A**, em que cada elemento a_{ij} representa a quantidade do insumo do setor *i* (linhas) necessária para produzir uma unidade de produto do setor *j* (colunas).

Esses coeficientes são calculados a partir da matriz de transações intersetoriais, dividindo-se cada entrada pelas vendas totais do setor comprador. Assim, $a_{ij} = \frac{Z_{ij}}{X_j}$, onde Z_{ij} é o valor que o setor *i* vende para o setor *j* e X_j é a produção total do setor *j*. Por construção, as colunas de **A** refletem a estrutura de insumos de cada setor e $a_{ij} \in [0, 1]$ (valores maiores que 1 indicariam necessidade de mais de um valor monetário unitário de insumo por unidade de produto, o que não ocorre em valores agregados).

Matematicamente, se **X** é o vetor coluna ($n \times 1$) de produção total de cada um dos *n* setores e **Y** é o vetor coluna de demanda final ($n \times 1$), e **I** é a matriz de identidade, o sistema econômico pode ser representado por:

⁴⁸ Determinada fora do modelo.

⁴⁹ Determinada dentro do modelo.

$$X = AX + Y \Rightarrow (I - A)X = Y \Rightarrow X = (I - A)^{-1}Y$$

A matriz $(I - A)^{-1}$ é a famosa inversa de Leontief, também chamada de matriz de coeficientes diretos e indiretos L. O elemento l_{ij} dessa matriz inversa representa a quantidade (direta e indireta) do produto do setor i necessária para atender a uma unidade adicional de demanda final do setor j .

Por exemplo, se $l_{21} = 0,15$, isso indica que para cada R\$ 1 de aumento na demanda final do setor 1, é gerado R\$ 0,15 de produção no setor 2. Esse modelo supõe que a demanda final Y é exógena (determinada fora do modelo), enquanto a produção X é endógena e se ajusta para satisfazer essa demanda.

Como já dito, nas formulações dos modelos de insumo-produto, pode-se ter modelo abertos, como o modelo acima, ou modelos fechados, em que trazemos algum componente para dentro da determinação do modelo.

Nessa segunda concepção, a despesa de consumo das famílias passa a depender endogenamente da renda gerada (salários) no sistema, retroalimentando a demanda. Do ponto de vista matemático, isso é feito adicionando uma linha e coluna à matriz A referentes ao consumo h_c e renda das famílias h_r , enquanto se acrescentam os elementos x_{n+1} e y_{n+1} (ampliação dos setores) nas matrizes X e Y . Portanto, representa-se o novo modelo da seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} x & x_{n+1} \end{bmatrix} = \begin{pmatrix} A & h_c & h_r & 0 \end{pmatrix} \begin{bmatrix} x & x_{n+1} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} y & y_{n+1} \end{bmatrix}$$

Em que X , A e Y têm as mesmas interpretações do modelo aberto. Apesar de parecer mais complexo que o exemplo anterior, a representação das matrizes ampliadas pode ser dada por uma equação similar a do modelo aberto:

$$\underline{X} = (I - \underline{A})^{-1} \underline{Y}$$

Essa similaridade mostra que podemos manter as interpretações gerais do modelo aberto (mais simples) no modelo fechado.

Do ponto de vista técnico, é importante destacar que no modelo de Leontief fechado, o efeito multiplicador aumenta, pois além dos efeitos direto e indireto, considera-se o efeito induzido pelo aumento de renda e consumo das famílias – que é esperado pela natureza do problema em questão. Por essa razão, tratamos do efeito multiplicador na seção a seguir.

3. O EFEITO MULTIPLICADOR E ANÁLISE DE IMPACTO

Os efeitos multiplicadores estão no centro da metodologia da análise de insumo-produto. Esses efeitos mostram o impacto de uma mudança em investimentos, produto, emprego, emissões de gases, em um setor e como isso afetaria a economia como um todo, ou seja, mostram os impactos de determinados choques ou políticas na economia geral.

Um dos pontos fortes da análise de insumo-produto é a interpretação econômica direta dos coeficientes e multiplicadores que permite uma análise de impacto. No modelo, os coeficientes técnicos diretos a_{ij}

indicam a intensidade de uso de insumos, o que nos permite verificar efeitos diretos nos demais setores. Já a matriz inversa de Leontief $\underline{L} = (I - \underline{A})^{-1}$ fornece os multiplicadores. A soma de cada coluna de \underline{L} , $\sum_i l_{ij}$, é o multiplicador de produção do setor j – quantas unidades de produção total na economia são geradas por uma unidade extra de demanda final em j , isto é, os efeitos diretos e indiretos. Um multiplicador alto significa que aquele setor induz muita atividade nos demais (fortes encadeamentos para trás).

Não há apenas um tipo de multiplicador no modelo de Leontief. Inicialmente, temos o multiplicador simples de produção $m(o_j)$, que seria obtido num modelo aberto, e o multiplicador total da produção $m(\underline{o}_j)$, que nos dá os efeitos diretos, indiretos e induzidos do modelo fechado.

Pode-se, ainda, truncar esses multiplicadores para compararmos os efeitos dos n setores do modelo simples com os n setores do modelo fechado. Isso é obtido retirando o consumo das famílias, por exemplo, do efeito multiplicador para permitir uma comparação “nos mesmos termos” entre os modelos.

Um ponto de interesse é que podemos decompor os efeitos dos multiplicadores obtidos por meio da modelagem. Essa decomposição permite que separemos os efeitos direto, indireto e induzido no modelo e possamos verificar o peso de cada um no impacto a ser estudado. Abaixo, resumimos as decomposições dos modelos apresentados:

FIGURA 13 – DECOMPOSIÇÃO DO MULTIPLICADOR TOTAL DE PRODUÇÃO

Efeito	Mensuração
Efeito Total no modelo fechado (Efeito Direto + Indireto + Induzido)	$m(\bar{o}_j) = \sum_{i=1}^{n+1} \bar{l}_{ij}$
Efeito Total no modelo aberto (Efeito Direto + Indireto)	$m(o_j) = \sum_{i=1}^n l_{ij}$
Efeito Induzido	$\sum_{i=1}^{n+1} \bar{l}_{ij} - \sum_{i=1}^n l_{ij}$
Efeito Direto	a_{ij}
Efeito Indireto	$\sum_{i=1}^n l_{ij} - \sum_{i=1}^n a_{ij}$

Fonte: Adaptação de Vale e Perobelli (2020).

FIGURA 14 – DECOMPOSIÇÃO DO MULTIPLICADOR TOTAL DE PRODUÇÃO TRUNCADO

Efeito	Mensuração
Efeito Total no modelo fechado (Efeito Direto + Indireto + Induzido)	$m(\bar{o}(tr)_j) = \sum_{i=1}^{n+1} \bar{l}_{ij}$
Efeito Total no modelo aberto (Efeito Direto + Indireto)	$m(o_j) = \sum_{i=1}^n l_{ij}$
Efeito Induzido	$\sum_{i=1}^{n+1} \bar{l}_{ij} - \sum_{i=1}^n l_{ij}$
Efeito Direto	a_{ij}
Efeito Indireto	$\sum_{i=1}^n l_{ij} - \sum_{i=1}^n a_{ij}$

Fonte: Adaptação de Vale e Perobelli (2020).

Multiplicador de Emprego

Para estimar os multiplicadores de emprego parte-se, inicialmente, do coeficiente de emprego (também chamado requisito de emprego) de cada setor j . Esse coeficiente mede quantos trabalhadores estão ocupados

por unidade de produto do próprio setor:

$$ce_{jj} = \frac{v_{ej}}{x_j}, \quad j = 1, \dots, n$$

onde v_{ej} é o número de trabalhadores empregados no setor j e x_j é o valor bruto da produção desse setor. Reunindo os coeficientes para todos os n setores, forma-se a matriz diagonal \hat{C}^e . Multiplicando-a pelo vetor de produção x obtém-se o vetor de empregos brutos e' :

$$e' = \hat{C}^e x.$$

Como, no modelo aberto, $x = Byx$ (sendo B a inversa de Leontief e y o vetor de demanda final), os empregos podem ser expressos como:

$$e' = \hat{C}^e B y$$

Onde E é a matriz geradora de empregos a qual indica, para cada setor i , quantos empregos totais (diretos + indiretos) se criam na economia quando a demanda final de um setor j é incrementada em uma unidade monetária.

$$E = \hat{C}^e B$$

Multiplicador simples de emprego

O **multiplicador simples de emprego** (ou gerador de emprego) para o setor j é a soma da coluna j da matriz E :

$$m_j^{(e)} = \sum_{i=1}^n e_{ij}$$

Ele revela o número total de empregos (diretos + indiretos) gerados por um acréscimo de R\$ 1,00 na demanda final do setor j .

Multiplicador total de emprego (truncado)

Para incorporar o efeito induzido de renda-consumo, recorre-se ao modelo fechado. Ajusta-se a inversa de Leontief para incluir os consumos das famílias B/ e obtém-se a nova matriz geradora:

$$\bar{E} = \hat{C}^e \bar{B}^*$$

$$\bar{m}_j^{(e)} = \sum_{i=1}^n \bar{e}_{ij}$$

O multiplicador total (truncado) captura os impactos direto, indireto e induzido de um aumento de demanda final.

Multiplicador de Renda

O procedimento para estimar os multiplicadores de renda segue a mesma lógica adotada para o emprego, substituindo-se o número de trabalhadores pelos fluxos de remuneração do trabalho.

Define-se, para cada setor j , o **coeficiente de renda** (ou requisito de renda):

$$cr_j = \frac{v_{rj}}{x_j}, \quad j = 1, \dots, n$$

onde v_{rj} é a remuneração total do trabalho paga no setor j e x_j é o valor bruto da produção correspondente. Organizandose esses coeficientes na matriz diagonal C_r , obtém-se o vetor de renda bruta:

$$r' = \hat{C}^r x$$

A pré-multiplicação da matriz inversa de Leontief (B) pela matriz de coeficientes de renda (C_r) é conhecida como matriz geradora de renda:

$$R = \hat{C}^r B$$

Multiplicador simples de renda

Para qualquer setor j , o impacto total direto + indireto de uma variação de R\$ 1,00 em sua demanda final é dado por:

$$m_j^{(r)} = \sum_{i=1}^n r_{ij}$$

Modelo fechado e multiplicador total de renda

Para incorporar o efeito induzido do aumento de consumo das famílias, fecha-se a matriz incluindo o vetor de consumo familiar e calcula-se a nova inversa B . A correspondente matriz geradora de renda é

$$\bar{R} = \hat{C}^r \bar{B}^*$$

e o multiplicador total (truncado) resulta de

$$\bar{m}_j^{(r)} = \sum_{i=1}^n \bar{r}_{ij}$$

Ele incorpora os efeitos **direto, indireto e induzido** de uma variação de demanda final.

BIBLIOGRAFIA

ABESPetro. Caderno ABESPetro 2024. Associação Brasileira de Bens e Serviços de Petróleo. Rio de Janeiro, Brasil. 2024.

AFONSO, José Roberto; BIASOTO, Geraldo; VIANA, Murillo. Investimentos em petróleo: longo prazo começa hoje. Revista Conjuntura Econômica, 2024.

ANP. Dados Abertos: volume consolidado ANP: 2010-2025. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletins/boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural>.

ANP. Boletim de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural, 2023

ANP. Painel Dinâmico: Produção de Petróleo e Gás. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiNzVm-NzI1MzQtNTY1NC00ZGVhLTk5N2ltNzBkMDNhY2IxZTlxliwi-dCI6IjQ0OTlmNGZmLTI0YTYtNGI0Mi1iN2VmLTEyNGFmY-2FkYzkxMyJ9>. Acesso em: 14 abr. 2025.

ANTUNES, Paulo de Bessa. Direito Ambiental. 16. ed. São Paulo: Atlas, 2014.

ARCADIS. Estudo sobre os caminhos para o avanço do licenciamento ambiental de petróleo e gás offshore no Brasil – vol. 1. 2020.

ASSAF NETO, Alexandre. Estrutura e análise de balanços: um enfoque econômico-financeiro. 12. ed. São Paulo: Atlas, 2020.

BALK, Bert M.; REICH, Utz-Peter. Additivity of national accounts reconsidered. *Journal of Economic and Social Measurement*, v. 33, n. 2-3, p. 165-178, 2008.

BENJAMIN, Antônio Herman V. Dano ambiental: prevenção, reparação e repressão. São Paulo, 1993.

BIM, Eduardo Fortunato. *Licenciamento Ambiental*. 4. ed. Belo Horizonte: Fórum, 2018. 553p.

BIM, Eduardo Fortunato. *Licenciamento ambiental*. 5. ed. Belo Horizonte: Fórum, 2020. 583p.

BRASIL. Decreto Legislativo nº 143, de 20 de junho de 2002. Aprova o texto da Convenção nº 169 da Organização Internacional do Trabalho sobre os povos indígenas e tribais em países independentes. Disponível em: <https://www.gov.br/mdr/pt-br/assuntos/desenvolvimento-regional/programa-fronteira-integrada-pfi/marco-legal/decreto-legislativo-no-143-de-2002/view>.

BRASIL. Decreto nº 8.437, de 22 de abril de 2015. Regulamenta o disposto no art. 7º, caput, inciso XIV, alínea “h”, e parágrafo único, da Lei Complementar nº 140, de 8 de dezembro de 2011, para estabelecer as tipologias de empreendimentos e atividades cujo licenciamento ambiental será de competência da União. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2015/decreto/d8437.htm

BRASIL. Decreto nº 10.088, de 5 de novembro de 2019. Consolida atos normativos editados pelo Poder Executivo Federal que dispõem sobre a promulgação de convenções e recomendações da Organização Internacional do Trabalho - OIT ratificadas pela República Federativa do Brasil. Disponível em:

https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2019/decreto/d10088.htm

BRASIL. Decreto nº 10.139, de 29 de novembro de 2019. Dispõe sobre a revisão e a consolidação dos atos normativos inferiores a decreto. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2019/decreto/d10139.htm

BRASIL. Decreto nº 10.411, de 30 de junho de 2020. Regulamenta a análise de impacto regulatório, de que tratam o art. 5º da Lei nº 13.874, de 20 de setembro de 2019, e o art. 6º da Lei nº 13.848, de 25 de junho de 2019. Disponível em :https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2020/decreto/d10411.htm

BRASIL. Decreto nº 10.426, de 16 de julho de 2020. Dispõe sobre a descentralização de créditos entre órgãos e entidades da administração pública federal integrantes dos Orçamentos Fiscal e da Seguridade Social da União, por meio da celebração de termo de execução descentralizada. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2019-2022/2020/Decreto/D10426.htm

BRASIL. Decreto nº 12.424, de 3 de abril de 2025. Regulamenta o Conselho Deliberativo do Fundo Social, de que trata o art. 58 da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, e altera o Decreto nº 10.426, de 16 de julho de 2020. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2025/Decreto/D12424.htm

BRASIL. Instrução Normativa Conjunta ICMBio/Ibama nº 08, de 27 de setembro de 2019. Estabelece procedimentos entre o Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade - Instituto Chico Mendes- e o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - Ibama.

Disponível em: <https://www.ibama.gov.br/component/legislacao/?view=legislacao&legislacao=138612>

BRASIL. Instrução Normativa Funai nº 2, de 27 de março de 2015. Estabelece procedimentos administrativos a serem observados pela Fundação Nacional do Índio- Funai nos processos de licenciamento ambiental dos quais participe. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 27 mar. 2015.

BRASIL. Instrução Normativa Iphan nº 1, de 25 de março de 2015. Estabelece procedimentos administrativos a serem observados pelo Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional nos processos de licenciamento ambiental dos quais participe. Disponível em: http://portal.iphan.gov.br/uploads/legislacao/INSTRUCAO_NORMATIVA_001_DE_25_DE_MARCO_DE_2015.pdf

BRASIL. Instrução Normativa Ibama nº 8, de 14 de julho de 2017. Estabelece os procedimentos para a solicitação e emissão de Autorização para Captura, Coleta e Transporte de Material Biológico (Abio) no âmbito dos processos de licenciamento ambiental federal. Disponível em: <https://www.ibama.gov.br/component/legislacao/?view=legislacao&legislacao=137264>

BRASIL. Instrução Normativa Ibama nº 26, de 2019. Institui o Sistema de Gestão do Licenciamento Ambiental Federal - SisG-LAF e altera a Instrução Normativa nº 184, de 17 de julho de 2008. Disponível em: <https://www.ibama.gov.br/component/legislacao/?view=legislacao&force=1&legislacao=138658>

BRASIL. Instrução Normativa Ibama nº 184, de 2008. Estabelece, no âmbito desta autarquia, os procedimentos para

o licenciamento ambiental federal. Disponível em: <https://www.ibama.gov.br/component/legislacao/?view=legislacao&force=1&legislacao=114220#:~:text=Ementa%3A,para%20o%20licenciamento%20ambiental%20federal>.

BRASIL. Instrução Normativa ICMBio nº 16, de 2 de abril de 2025. Estabelece procedimentos do Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade nos processos de licenciamento ambiental (processo nº 02070.002575/2008-24). Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/instrucao-normativa-n-16/gabin/icmbio-de-2-de-abril-de-2025-621891723>

BRASIL. Lei nº 6.938, de 31 de agosto de 1981. Dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente, seus fins e mecanismos de formulação e aplicação, e dá outras providências. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l6938.htm

BRASIL. Lei nº 9.784, de 29 de janeiro de 1999. Regula o processo administrativo no âmbito da Administração Pública Federal. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9784.htm

BRASIL. Lei nº 11.516, de 28 de agosto de 2007. Dispõe sobre a criação do Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade - Instituto Chico Mendes; altera as Leis nos 7.735, de 22 de fevereiro de 1989, 11.284, de 2 de março de 2006, 9.985, de 18 de julho de 2000, 10.410, de 11 de janeiro de 2002, 11.156, de 29 de julho de 2005, 11.357, de 19 de outubro de 2006, e 7.957, de 20 de dezembro de 1989; revoga dispositivos da Lei no 8.028, de 12 de abril de 1990, e da Medida Provisória no 2.216-37, de 31 de agosto de 2001; e dá outras providências. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2007/lei/l11516.htm

BRASIL. Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010. Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/l12351.htm

BRASIL. Lei Complementar nº 140, de 8 de dezembro de 2011. Fixa normas, nos termos dos incisos III, VI e VII do caput e do parágrafo único do art. 23 da Constituição Federal, para a cooperação entre a União, os Estados, o Distrito Federal e os Municípios nas ações administrativas decorrentes do exercício da competência comum relativas à proteção das paisagens naturais notáveis, à proteção do meio ambiente, ao combate à poluição em qualquer de suas formas e à preservação das florestas, da fauna e da flora; e altera a Lei no 6.938, de 31 de agosto de 1981. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/lcp/lcp140.htm

BRASIL. Medida Provisória nº 1.291, de 2025. Altera a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, para aperfeiçoar os mecanismos disponíveis ao Fundo Social para enfrentar os desafios socioeconômicos do País. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2025/Mpv/mpv1291.htm

BRASIL. Ministério do Meio Ambiente. Avaliação ambiental estratégica. Brasília: MMA/SQA, 2002. 92 p. Disponível em: http://www.mma.gov.br/estruturas/sqa_pnla/_arquivos/aae.pdf.

BRASIL. Parecer Técnico nº 215/2018 COEXP/CGMAC/DI-LIC. Ibama, 2018.

BRASIL. Portaria Interministerial MME-MMA nº 01, de 2022. Estabelece os procedimentos, critérios e prazos que balizarão as manifestações conjuntas do Ministério de Minas e Energia e do Ministério do Meio Ambiente para o planejamento de outorga de áreas de exploração e produção de petróleo e gás natural. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/acesso-a-informacao/legislacao/portarias-interministeriais/portaria-interministerial-n-1-mme-mma-2022.pdf/view#:~:text=Esta%20Portaria%20Interministerial%20estabelece%20os,natural%2C%20nos%20termos%20do%20art.>

BRASIL. Portaria Interministerial MME/MMA nº 198, de 2012. Institui a Avaliação Ambiental de Área Sedimentar - AAAS, disciplinando sua relação com o processo de outorga de blocos exploratórios de petróleo e gás natural, localizados nas bacias sedimentares marítimas e terrestres, e com o processo de licenciamento ambiental dos respectivos empreendimentos e atividades. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/acesso-a-informacao/legislacao/portarias-interministeriais/portaria-mme-mma-n-198-2012.pdf/view>

BRASIL. Portaria Interministerial MMA-MS-MJ-MinC nº 60, de 24 de março de 2015. Estabelece procedimentos administrativos que disciplinam a atuação dos órgãos e entidades da administração pública federal em processos de licenciamento ambiental de competência do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis-IBAMA. Disponível em: <https://www.gov.br/saude/pt-br/assuntos/saude-de-a-a-z/m/malaria/legislacao/portaria-interministerial-no-60-2015/view#:~:text=Estabelece%20procedimentos%20administrativos%20que%20disciplinam,dos%20Re->

cursos%20Naturais%20Renov%C3%A1veis%2DIBAMA.

BRASIL. Portaria MMA nº 422, de 26 de outubro de 2011. Dispõe sobre procedimentos para o licenciamento ambiental federal de atividades e empreendimentos de exploração e produção de petróleo e gás natural no ambiente marinho e em zona de transição terra-mar. Diário Oficial da União, 26 de out. 2011.

BRASIL. Resolução Conama nº 9, de 1987. Dispõe sobre a realização de Audiências Públicas no processo de licenciamento ambiental. Disponível em: https://conama.mma.gov.br/?option=com_sisconama&task=arquivo.download&id=60

BRASIL. Resolução Conama nº 10, de 1996. Regulamenta o licenciamento ambiental em praias onde ocorre a desova de tartarugas marinhas. Disponível em: https://conama.mma.gov.br/?option=com_sisconama&task=arquivo.download&id=60

BRASIL. Resolução Conama nº 237, de 1997. Dispõe sobre a revisão e complementação dos procedimentos e critérios utilizados para o licenciamento ambiental https://conama.mma.gov.br/?option=com_sisconama&task=arquivo.download&id=237

BRASIL. Resolução Conama nº 286, de 30 de agosto de 2001. Dispõe sobre o licenciamento ambiental de empreendimentos nas regiões endêmicas de malária. Disponível em: https://conama.mma.gov.br/?option=com_sisconama&task=arquivo.download&id=237

BRASIL. Resolução Conama nº 428, de 17 de dezembro de 2010. Dispõe, no âmbito do licenciamento ambiental sobre a

autorização do órgão responsável pela administração da Unidade de Conservação (UC), de que trata o § 3º do artigo 36 da Lei nº 9.985 de 18 de julho de 2000, bem como sobre a ciência do órgão responsável pela administração da UC no caso de licenciamento ambiental de empreendimentos não sujeitos a EIA-RIMA e dá outras providências. Disponível em: https://conama.mma.gov.br/?option=com_sisconama&task=arquivo.download&id=622

BRASIL. Resolução CNPE nº 17, de 2017. Estabelece a Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, define suas diretrizes e orienta o planejamento e a realização de licitações, nos termos da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997, e da Lei no 12.351, de 22 de dezembro de 2010, e dá outra providência. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/arquivos/resolucao-cnpe-17-2017.pdf>

BRASIL. Secretaria de Assuntos Estratégicos da Presidência da República (SAE). Licenciamento ambiental: documento para discussão, versão preliminar. Disponível em: <http://www.robertounger.com/pt/wp-content/uploads/2017/01/licenciamento-ambiental.pdf>.

BRASIL. Secretaria Especial do Programa de Parcerias de Investimentos (SEPPI); Ministério da Infraestrutura (MINFRA). Manual de licenciamento ambiental federal de rodovias e ferrovias. Brasília, 2020. Disponível em: https://www.ppi.gov.br/html/objects/_downloadblob.php?cod_blob=8243.

BRASIL. Tribunal de Contas da União. Acórdão 464/2004-TCU-Plenário. Disponível em: <http://www.tcu.gov.br/Consultas/Juris/Docs/judoc/Acord/20040512/TC%20000.876.doc>.

BRASIL. Tribunal de Contas da União. Acórdão

2.212/2009-TCU-Plenário. Disponível em: <http://www.tcu.gov.br/Consultas/Juris/Docs/judoc/Acord/20091002/009-362-2009-4-MINAC.rtf>.

BRASIL. Tribunal de Contas da União. ACÓRDÃO 2.856/2011-TCU-Plenário, 2011. Disponível em: <http://www.tcu.gov.br/Consultas/Juris/Docs/judoc/Acord/20091002/009-362-2009-4-MINAC.rtf>.

BREALEY, Richard; MYERS, Stewart. Principles of corporate finance – global edition. 11. ed. Nova York: McGraw Hill, 2013.

COSTA, Luciana.; TEIXEIRA, Cássio; MENDES, André; COSTA, Ricardo; ROCIO, Marco A transição energética e o setor de petróleo e gás brasileiro. Textos para discussão 156. BNDES, 2023.

DAMODARAN, Aswath. Avaliação de empresas. 2. ed. São Paulo: Pearson, 2007.

DAMODARAN, Aswath. Webpage: <http://www.damodaran.com>. Acesso em: 24 abr. 2025.

EPE e FIPE. Metodologia para construção de uma matriz de insumo produto com detalhamento dos setores energéticos. Nota Técnica Conjunta, 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-790/NT%20CONJUNTA%20EPE%20FIPE%20MIP%20ENERGIA%202023.pdf>

FIRJAN. A relevância de campos maduros e marginais para o estado do Rio. Nota Técnica, 2024.

FGV IBRE. Carta de Conjuntura Econômica, 2022.

FGV ENERGIA. Análise da Competitividade do Sistema Tributário Brasileiro para o Setor de E&P em Comparação a Outras Geografias Concorrentes, 2024.

FREITAS, Felipe; ALMEIDA, Edmar de; FERNÁNDEZ Y FERNÁNDEZ, Eloi. Perspectivas para arrecadação de participações governamentais no setor de óleo e gás no Brasil. Ensaio Energético, 2023.

IAIA – International Association for Impact Assessment. Principles of environmental impact assessment best practice. Fargo: IAIA, Special publication v. 1, 1999.

IBAMA. Relatório de Gestão, 2024. Disponível em: https://www.gov.br/ibama/pt-br/acesso-a-informacao/auditorias/arquivos/20250331_Relatorio_22896464_RG_2024_2025.pdf.

IBP. Panorama Geral do Setor de Petróleo e Gás: Uma Agenda para o Futuro, 2025.

MILLER, Ronald E.; BLAIR, Peter D. Input-output analysis: foundations and extensions. Cambridge: Cambridge University Press, 2009.

MORAIS, José Mauro de; OLIVEIRA, João Maria de. O Setor de petróleo no Brasil e os impactos do Projeto de Lei nº 3.178/2019 no pré-sal. Nota Técnica Ipea nº 98, 2022.

NICOLAIDIS, Denise Christina de Rezende. Nota técnica n.º 13/2005 – 4ª CCR: Texto sobre avaliação ambiental estratégica. Brasília, 2005.

NBR ISO 14001:2004. Sistemas de gestão ambiental – Requisitos com orientações para uso. Rio de Janeiro: ABNT, 2004.

OLIVEIRA, Raísa Lustosa de. Licenciamento ambiental: avaliação ambiental estratégica e (in)eficiência da proteção do meio ambiente. Curitiba: Juruá, 2014.

PASSONI, Patieene Alves; FREITAS, Fabio N. P. Como deflacionar matrizes insumo-produto? Uma proposta de uma série deflacionada para o Brasil no SCN 2010. Rio de Janeiro: Instituto de Economia da UFRJ, 2022. (Texto para Discussão IE/UFRJ, n. 030).

SÁNCHEZ, Luis Henrique. Avaliação de impacto ambiental: conceitos e métodos. 2. ed. São Paulo: Oficina de Textos, 2013.

SÁNCHEZ, Luis Henrique. Avaliação de impacto ambiental: conceitos e métodos. 3. ed. São Paulo: Oficina de Textos, 2020.

UNEP – United Nations Environment Programme. Environmental impact assessment training resource manual. Nairobi/Canberra: UNEP Environment and Economics Unit/Australia Environmental Protection Agency, 1996.

VALE, V. A.; PEROBELLI, F. S. Análise de insumo-produto: teoria e aplicações no R. Curitiba, PR: NEDUR/LATES, Edição Independente, 2020.

VIANA, Livia de Souza. O controle externo federal da agropecuária e meio ambiente: avaliação da atuação da Câmara dos Deputados e do Tribunal de Contas da União. 2019. Dissertação (Mestrado) – Câmara dos Deputados, Centro de Formação, Treinamento e Aperfeiçoamento – Cefor, Brasília, 2019.

VILARDO, Cristiano. Aprimoramento da Avaliação de Impacto Ambiental de Petróleo e Gás Offshore no Brasil: evoluções e desafios da prática. Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2023.

WORLD BANK GROUP. Commodity Markets Outlook, 2024.