

**FUNDAÇÃO GETULIO VARGAS  
ESCOLA DE ECONOMIA DE SÃO PAULO**

**RAFAEL CAMPOS BISTAFA**

**IMPACTOS ECONÔMICOS DA NOVA REALIDADE DA EXPLORAÇÃO DO PRÉ-  
SAL. EXISTE UMA AMEAÇA AO ETANOL?**

**SÃO PAULO  
2016**

RAFAEL CAMPOS BISTAFA

**IMPACTOS ECONÔMICOS DA NOVA REALIDADE DA EXPLORAÇÃO DO PRÉ-  
SAL. EXISTE UMA AMEAÇA AO ETANOL?**

Dissertação apresentada à Escola de Economia de São Paulo, da Fundação Getulio Vargas – EESP – FGV, como requisito para obtenção do título de Mestre em Economia e Finanças.

Campo de conhecimento: Economia

Orientador: Prof. Dr. Angelo Costa Gurgel

**SÃO PAULO  
2016**

Bistafa, Rafael Campos.

Impactos econômicos da nova realidade da exploração do pré-sal. Existe uma ameaça ao etanol? / Rafael Campos Bistafa. - 2016.  
124 f.

Orientador: Angelo Costa Gurgel

Dissertação (MPFE) - Escola de Economia de São Paulo.

1. Biocombustíveis - Brasil. 2. Álcool como combustível . 3. Pré-sal - Aspectos econômicos. 4. Gasolina - Preços - Brasil. I. Gurgel, Angelo Costa. II. Dissertação (MPFE) - Escola de Economia de São Paulo. III. Título.

CDU 620.91(81)

RAFAEL CAMPOS BISTAFA

**IMPACTOS ECONÔMICOS DA NOVA REALIDADE DA EXPLORAÇÃO DO PRÉ-  
SAL. EXISTE UMA AMEAÇA AO ETANOL?**

Dissertação de Mestrado apresentada à Escola de Economia de São Paulo da Fundação Getulio Vargas – EESP/FGV, como requisito para a obtenção de título de Mestre em Economia e Finanças.

Data de Aprovação:

\_\_/\_\_/\_\_

Banca examinadora:

---

Prof. Dr. Angelo Costa Gurgel  
EESP – FGV

---

Prof. Dr. Lucas Ferraz  
EESP – FGV

---

Prof. Dr. Otávio Mielnik  
FGV Projetos

## **AGRADECIMENTOS**

A Deus por ter me dado saúde e por iluminar o caminho durante esta caminhada.

Aos meus familiares pelo esforço e apoio à minha educação em todas as fases da minha vida. Serei eternamente grato à minha mãe Maria de Lourdes, por ser um exemplo de doação e dedicação; meu pai Reynaldo, um exemplo de determinação e responsabilidade; meu irmão Renato, uma fonte de amor e carinho; e minha avó Judith, pelo caráter e generosidade.

A Fernanda pelo amor e companheirismo, além da compreensão, motivação e incentivo nas horas difíceis.

Ao Luis Paulo Rosenberg, José Augusto Savasini e Thais Zara por acreditarem no meu potencial e por me proporcionarem a oportunidade de crescimento e desenvolvimento profissional.

Ao meu orientador Prof. Dr. Angelo Gurgel, pelo empenho e apoio na elaboração deste trabalho, por estar sempre de prontidão para esclarecer dúvidas, orientar, corrigir e avaliar.

Gostaria também de explicitar minha gratidão à Fundação Getulio Vargas por contribuir enormemente com meu desenvolvimento acadêmico.

Aos meus velhos amigos e aos novos laços de amizade que formei na turma do mestrado.

## RESUMO

A partir de meados dos anos 2000, a produção brasileira de etanol voltou a prosperar. Enquanto isso, em 2007 foi anunciada a descoberta de grandes reservas de petróleo na camada pré-sal no litoral brasileiro. Com isso, a perspectiva promissora para a indústria brasileira de etanol começou a dar lugar ao desenvolvimento de petróleo do pré-sal com um ambicioso programa de investimentos. Além disso, entre 2011 e 2014 o Governo adotou uma nova política de preços domésticos da gasolina e diesel, com o objetivo de reduzir as pressões inflacionárias, mas reduzindo gradualmente a competitividade do etanol, além de comprometer a situação financeira da Petrobras, dificultando investimentos no pré-sal. Considerando tais desafios e a importância dos setores de petróleo e etanol para a economia brasileira, este estudo tem como objetivo avaliar os impactos econômicos de longo prazo da exploração do pré-sal, com especial atenção para as consequências sobre o setor de etanol. É realizada uma avaliação dos impactos da política de controle do preço da gasolina do período 2011-2014 sobre o setor de etanol. Um modelo adaptado de equilíbrio geral dinâmico recursivo é empregado no qual o setor do petróleo do pré-sal é adicionado como uma tecnologia *backstop*. Os resultados sugerem que o estímulo precoce da produção do pré-sal para alcançar a produção de petróleo esperada pelo Governo traz mais custos do que benefícios para a economia brasileira. Constatou-se que sem interferência do governo, a produção de petróleo do pré-sal torna-se competitiva somente após 2025-2035. Com relação ao impacto sobre a indústria do etanol, verificou-se que o desenvolvimento do pré-sal não enfraquece a produção brasileira de etanol. No entanto, a política de controle de preço da gasolina teve um impacto negativo sobre o setor de etanol.

**Palavras-chave:** Pré-sal. Petróleo. Etanol. Biocombustível. Impactos econômicos. Controle do preço da gasolina. Equilíbrio geral computável.

## **ABSTRACT**

From the mid-2000s onwards, the Brazilian ethanol production returned to thrive. In the meantime, in 2007 the discovery of large reserves of oil in the pre-salt layer in the Brazilian coastline was announced. Thus, the promising outlook for the Brazilian ethanol industry began to give way to the development of pre-salt oil with an ambitious investment program. Beyond that, between 2011 and 2014 the Government adopted a new domestic pricing policy for gasoline and diesel, aiming to reduce inflationary pressures, but gradually reducing ethanol competitiveness, besides imposing a high commitment of Petrobras' financial situation, hampering investment in the pre-salt itself. Considering such challenges and the importance of the oil and ethanol sectors to the Brazilian economy, this study aims to evaluate the long run economic impacts of the pre-salt oil production, with special attention to the consequences to the ethanol sector. An evaluation of the 2011-2014 gasoline price control policy impacts on the ethanol sector is realized. An adapted recursive dynamic general equilibrium model is employed in which the pre-salt oil sector is added as a backstop technology. The results suggest that premature stimulus of pre-salt production to achieve the Government's expected oil production brings more costs than benefits to the Brazilian economy. It was found that without Government interference, the pre-salt oil production would be competitive only after 2025-2035. With respect to the impact on the ethanol industry, it was found that the pre-salt development does not impair the Brazilian ethanol production. Nonetheless, the gasoline price control policy had a negative impact on the ethanol sector.

**Keywords:** Pre-salt. Oil. Ethanol. Biofuel. economic impacts. Gasoline price control. Computable general equilibrium.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Fluxo circular de bens e serviços.....	51
Figura 2 - Estrutura aninhada dos setores de serviços, transporte, intensivos em energia e outras indústrias. ....	60
Figura 3 - Estrutura dos setores de produção: Eletricidade .....	61
Figura 4 - Estrutura aninhada dos setores primários de energia fóssil (carvão, petróleo e gás). ....	62
Figura 5 - Estrutura aninhada do setor de petróleo refinado. ....	63
Figura 6 - Estrutura aninhada do consumo das famílias. ....	65
Figura 7 - Estrutura de produção de petróleo de xisto. ....	71
Figura 8 - Setor de produção do pré-sal.....	78
Figura 9 - Produção de petróleo doméstica nos cenários simulados. ....	84
Figura 10 - Impactos sobre o PIB dos cenários simulados em relação ao cenário BAU.....	86
Figura 11 - Impactos sobre as exportações líquidas dos cenários simulados.....	87
Figura 12 - Exportações brasileiras de petróleo bruto nos cenários simulados.....	87
Figura 13 - Impactos sobre o Consumo dos cenários simulados em relação ao cenário BAU. ....	89
Figura 14 - Impactos sobre o Investimento dos cenários simulados em relação ao cenário BAU. ....	89
Figura 15 - Impactos sobre o Consumo do governo dos cenários simulados em relação ao cenário BAU. ....	90
Figura 16 - Alteração na produção setorial da agricultura (Food e Live), setores intensivos em energia (CRP, Iron e Eint) e outras indústrias (Othr) entre o cenário mkp50% e o cenário BAU. ....	91
Figura 17 - Alteração na produção setorial para os setores de energia (Coal, Roil, Gas e Elec), setor de serviços (Serv), serviços de transportes (Tran) entre o cenário mkp50% e o cenário BAU. ....	92
Figura 18 - Alteração na produção setorial da agricultura (Food e Live), setores intensivos em energia (CRP, Iron e Eint) e outras indústrias (Othr) entre o cenário mkp50% com subsídio e o cenário BAU. ....	93
Figura 19 - Alteração na produção setorial para os setores de energia (Coal, Roil, Gas e Elec), setor de serviços (Serv), serviços de transportes (Tran) entre o cenário mkp50% com subsídio e o cenário BAU. ....	94
Figura 20 - Preço do petróleo (em termos reais) projetado nos cenários simulados e pela EIA.....	95
Figura 21 - Impactos sobre o setor de etanol dos cenários simulados em relação ao cenário BAU. ....	97
Figura 22 - Participação dos gastos (US\$ de 2004) com etanol nos combustíveis para veículos leves (gasolina tipo C e etanol hidratado) no Brasil .....	98
Figura 23 - Impactos do cenário controle de preços sobre a produção de etanol em relação ao cenário BAU e produção de etanol observada no Brasil. ....	101



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Agregação de regiões, setores e fatores utilizados no modelo EPPA .....	54
Tabela 2 - Elasticidades de substituição dos setores produtivos – EPPA.....	59
Tabela 3 - Elasticidades de substituição no consumo final no modelo EPPA .....	65
Tabela 4 - Tecnologias alternativas disponíveis no EPPA .....	70
Tabela 5 - Mark-ups e parcelas de custos com insumos para as tecnologias alternativas .....	72
Tabela 6 - Elasticidades de substituição de insumos nas tecnologias alternativas ...	73
Tabela 7 - Mapeamento de Setores e Regiões do GTAP para o EPPA.....	113
Tabela 8 - Mapeamento dos setores do GTAP para o EPPA .....	113
Tabela 9 - Conjuntos e subconjuntos do modelo .....	115
Tabela 10 - Variáveis Endógenas (setores e níveis de preços) .....	116
Tabela 11 - Parâmetros iniciais de parcelas de custos ( $\theta$ ), dotações de fatores e coeficientes técnicos (variáveis exógenas) .....	117

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Defasagem entre o preço doméstico e internacional da gasolina de 2010 a 2015 .....	15
Gráfico 2 - Vendas de etanol e gasolina no Brasil 2004-2014 .....	17
Gráfico 3 - Evolução da frota por tipo de combustível.....	18
Gráfico 4 - Estimativas de produção de petróleo no Brasil (Plano de Gestão e Negócios). .....	24

## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	12
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	26
2.1. Importância do setor de petróleo e do pré-sal.....	26
2.2. Etanol .....	35
2.3. Petróleo, pré-sal e etanol.....	42
3. METODOLOGIA.....	50
3.1. Modelos de Equilíbrio Geral Computável.....	50
3.2. Modelo EPPA .....	53
3.2.1. Estrutura de equilíbrio do modelo .....	55
3.2.2. Comportamento dos agentes.....	56
3.2.3. Funções de Produção.....	58
3.2.4. Comércio Internacional.....	63
3.2.5. Consumo .....	64
3.2.6. Fechamento do modelo .....	66
3.2.7. Dinâmica do modelo .....	67
4. CENÁRIOS SIMULADOS .....	76
5. RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	82
5.1. Impactos econômicos do desenvolvimento do pré-sal na economia brasileira.....	82
5.2. Impactos do desenvolvimento do pré-sal no setor de etanol.....	96
5.3. Impactos econômicos da política de controle de preços da gasolina entre 2011 e 2014 sobre o setor de etanol .....	99
6. CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	102
REFERÊNCIAS .....	105
ANEXOS.....	113

## 1. INTRODUÇÃO

Em 2006 ocorre a primeira descoberta de petróleo no pré-sal. Um consórcio liderado pela Petrobras, após perfurar mais de cinco mil metros desde a superfície do mar, ultrapassando uma camada de sal, no campo de Lula, localizado na bacia de Campos encontra petróleo. As análises iniciais indicaram reservas entre cinco e oito bilhões de barris de petróleo. Tal descoberta incentivou a perfuração de outros poços, como o de Yara, na bacia de Santos, com reservas de três a quatro bilhões de barris, entre outras. Em função das novas descobertas, no final de 2007, o governo anunciou oficialmente a nova realidade geológica: a região do pré-sal na costa litorânea brasileira, com presença de petróleo e gás em camadas ultraprofundas, de cinco a sete mil metros do nível do mar, com extensão de mais de 800 quilômetros do Espírito Santo até Santa Catarina.

A importância e grandiosidade da descoberta gerou grande repercussão nos mais diversos setores da sociedade brasileira, em especial no meio acadêmico, governamental, empresarial, na mídia e principalmente no setor político. O então presidente Luiz Inácio Lula da Silva afirmava que o Brasil havia ganhado um “bilhete premiado” ao encontrar as reservas de petróleo na camada pré-sal Ribeiro (2008) e que o pré-sal é o “passaporte para o futuro” ao mencionar as gigantes reservas de petróleo e gás Goy (2008) e que em função disto “Logo, logo, o Brasil vai participar da Opep” Bacoccina (2007). Em 1º de maio de 2009, dia do trabalhador, durante cerimônia alusiva à extração do primeiro barril de óleo da camada pré-sal, o então presidente declarava a “autossuficiência do petróleo” e a conquista da “segunda independência do Brasil” Biblioteca da Presidência da República (2009).

A dimensão da descoberta se traduz em seu potencial. Anterior à descoberta do pré-sal, as reservas brasileiras provadas se situavam ao redor de 12,2 bilhões de barris no final de 2006 Agência Nacional do Petróleo (2007). Baseado em estimativas mais recentes da Agência Nacional de Petróleo (ANP), as reservas do Brasil podem dobrar até 2022, passando de 15,6 bilhões de barris de petróleo de reservas provadas em 2013, para ao redor de 31 bilhões de barris Gaier (2014). Estudo da Secretaria da Fazenda do Estado do Rio de Janeiro conta com reservas de 50 bilhões a 70 bilhões de barris Sefaz-RJ (2010), o presidente da Pré-sal Petróleo S.A. afirma potencial de reservas de 28 a 35 bilhões de barris de óleo

equivalente Polito (2014), enquanto que estimativas preliminares feitas pela Coppe/UFRJ, consideram que o Brasil tenha potencial para explorar outros 55 bilhões de barris Rosa B. (2012). Assim, as descobertas do pré-sal se configuraram entre as mais importantes da década em todo o mundo. De cada três barris de petróleo descobertos no mundo nos últimos cinco anos, um foi descoberto no Brasil Paduan (2012).

Com isso, inaugurou-se um novo paradigma de oportunidades de desenvolvimento econômico, uma vez que uma maior oferta do combustível fóssil aumentaria as chances de multiplicar o potencial de crescimento da economia brasileira, a atração de investimentos e inovação, o desenvolvimento social, a segurança energética e nacional e até a configuração geopolítica da região continental. Não obstante, os desafios políticos, econômicos e tecnológicos têm se provados enormes.

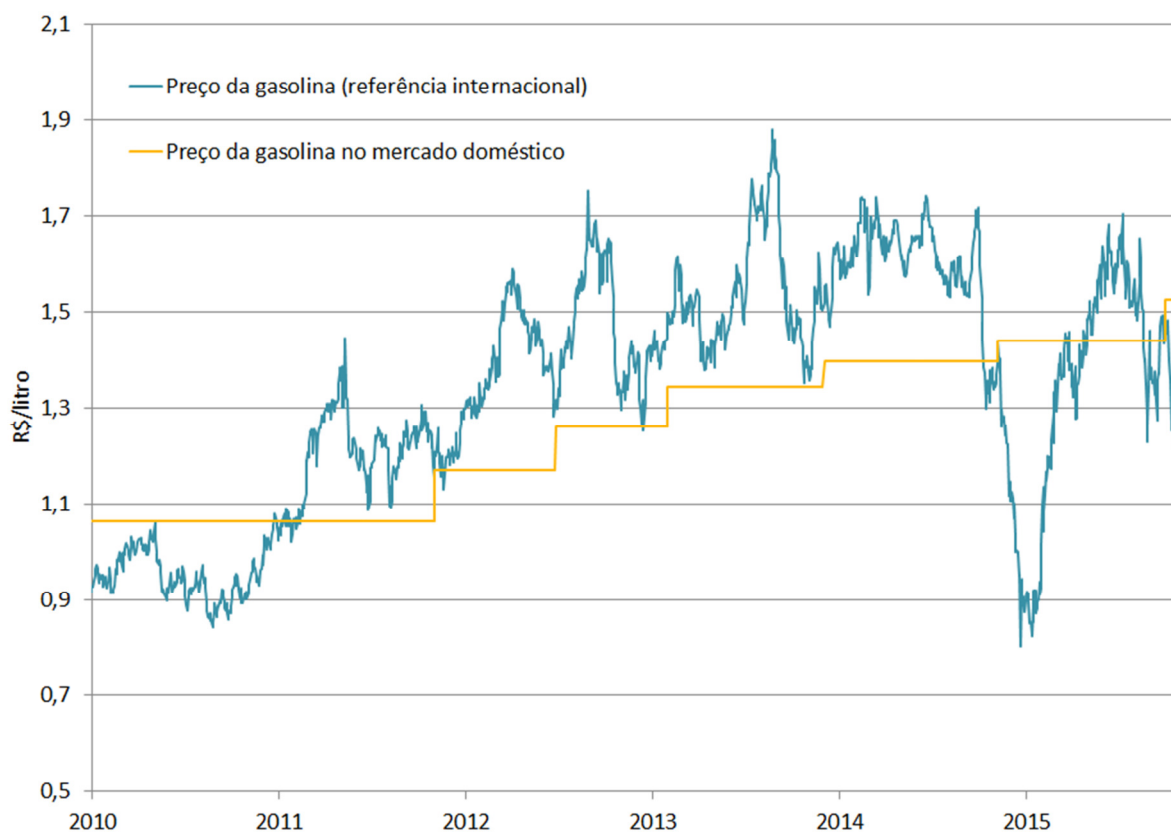
Concomitantemente a este episódio, a partir de 2003, o setor de biocombustíveis, principalmente etanol, recebia um novo impulso à produção, com o lançamento no mercado dos carros *flex-fuel* (bicombustíveis), após mais de uma década de forte redução da participação do etanol como combustível Chagas (2012). Dada a histórica dependência brasileira do petróleo importado, devido ao primeiro choque do petróleo, em 1975, foi lançado o Programa Nacional do Álcool (Proálcool), um programa pioneiro com o objetivo de utilizar o etanol como combustível alternativo ao petróleo e assim, reduzir a dependência nacional em relação ao petróleo importado Leite & Cortez (2008). Em 1975, o petróleo importado correspondia a aproximadamente 80% do consumo doméstico, com participação de cerca de 50% da balança comercial Leite & Cortez (2008). Em sua primeira fase, o Proálcool concentrou-se na produção de etanol anidro com a finalidade de misturar o mesmo à gasolina. Somente a partir de 1980, com o segundo choque do petróleo, o programa passou a ganhar maior dimensão. Em 1986, dos 602 mil automóveis vendidos no Brasil, 96% eram movidos a etanol. Apesar dos choques do petróleo, que resultaram em aumentos sucessivos dos preços internacionais do petróleo, o etanol não se configurava como economicamente viável, exigindo subsídios para sua penetração no mercado nacional Leite & Cortez (2008). Dado seu peso estratégico durante o período militar, os incentivos duraram até o fim do regime militar, em 1984. Durante a segunda metade da década de 80, inicia-se a redução dos subsídios, quando havia a intenção do governo em diminuir sua participação no

setor. A partir dos anos 1990, durante o governo Collor, extinguiu-se o Instituto do Açúcar e Alcool (IAA), assim como todos os subsídios à produção de etanol. Neste contexto, e com o relativo declínio dos preços internacionais do petróleo, além do aumento de preço da *commodity* açúcar no mercado internacional, aliado ao maior direcionamento das montadoras para veículos à gasolina, houve um enfraquecimento do etanol como fonte alternativa de combustível. Em 1995 a participação de veículos movidos a etanol caiu significativamente até o patamar de 4% das vendas e em 1998, as vendas não passaram de 1%. Por outro lado, aumentou a participação do etanol como aditivo à gasolina, em percentuais de até 25% Chagas (2012).

Todavia, a partir de 2003, com a introdução da tecnologia *flex-fuel*, o setor ganhou novo impulso. O crescente apelo internacional por fontes sustentáveis de energia, a fim de mitigar as emissões de CO<sub>2</sub>, preponderante para o efeito estufa, deu destaque à experiência brasileira. Com a enorme redução dos custos de produção, aumentos de produtividade e o aumento do preço internacional do petróleo ao longo da década de 2000, este biocombustível tornou-se altamente competitivo em relação à gasolina Leite & Cortez (2008). Em 2014 a participação de automóveis *flex-fuel* atingiu o recorde de 54,3% da frota nacional de veículos leves.

O panorama para o setor de petróleo começa a se alterar novamente a partir de 2007, com as já mencionadas descobertas do pré-sal, enquanto que o setor de etanol parecia que iria ocupar cada vez mais espaço na política energética brasileira. Não obstante, a energia limpa e renovável, o combustível do futuro, do qual o Brasil seria o grande fornecedor mundial, começa a ceder espaço ao desenvolvimento e vultosos investimentos no pré-sal. Em 2012, a Agência Nacional do Petróleo (ANP) estimava que a demanda por investimento no pré-sal poderia exceder US\$ 400 bilhões em materiais, plataformas, embarcações de apoio, sondas de perfuração, sistemas, equipamentos e serviços até 2020 Portal Brasil (2012). Algumas estimativas apontavam volume de investimentos de até US\$ 1 trilhão Ernst & Young Terco (2011), com o Brasil oferecendo as maiores oportunidades globais para a indústria de petróleo *offshore*. O Plano de Negócios de 2012 da Petrobras previa investimentos de US\$ 236,5 bilhões no quinquênio de 2012 a 2016, sendo US\$ 142 bilhões em exploração e produção Petrobras (2012), o grupo britânico BG, investimentos da ordem de US\$ 30 bilhões e a Repsol YPF, a cifra de US\$ 14 bilhões Ernst & Young Terco (2011).

A partir de 2011, a situação do setor de etanol começa a se agravar quando o governo passa a adotar uma nova política de preços para a gasolina e óleo diesel, com o intuito de mantê-los artificialmente abaixo do preço internacional com o objetivo principal de reduzir pressões inflacionárias. Nota-se no Gráfico 1 que de 2011 até o final de 2014 o preço de referência internacional da gasolina, convertido para reais (R\$) sempre esteve acima do preço praticado domesticamente, que se trata do valor de venda pelas refinarias da Petrobras às distribuidoras, sem a adição de etanol anidro e desconsiderando os impostos. Nota-se também que no período anterior a 2011 e no período posterior a 2014 o preço doméstico caminha de acordo com a média internacional.



**Gráfico 1 - Defasagem entre o preço doméstico e internacional da gasolina de 2010 a 2015**

Fonte: Bloomberg, ANP. Elaboração própria

Tal política de controle de preços se estendeu também aos demais preços administrados de maior peso no índice de preços, como a energia elétrica, ônibus urbano, entre outros. Especificamente para a gasolina e o diesel, o controle se deu através das sucessivas desonerações da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico (Cide), que foi reduzida em 2011 (Decreto 7.591) e se manteve zerada

entre junho de 2012 (Decreto no 7.764) e início de 2015, além de uma questionável imposição de uma política de preços à Petrobras, que a impossibilitava de repassar integralmente os preços internacionais domesticamente ao consumidor final, gerando graves consequências e enormes prejuízos econômicos e financeiros à empresa. Estima-se que no período de 2011 a 2014 as perdas apenas com a importação de combustíveis a preços superiores aos praticados domesticamente tenham somado R\$ 21 bilhões. Além das perdas diretas com a importação, a Petrobras deixou de receber parcela da receita quando o preço doméstico foi inferior à referência internacional, resultando em uma receita perdida da ordem de R\$ 98 bilhões. Ainda, conclui-se que o aumento de endividamento da empresa entre 2011 e 2013 foi equivalente ao valor das perdas acumuladas até 2014 Almeida, Oliveria, & Losekann (2015). Isto concomitante ao período de elevados investimentos devido a exploração do pré-sal, resultando em aumento de sua dívida e deterioração de sua situação financeira. Assim, é importante reconhecer que a intervenção discricionária do governo na política de precificação dos preços impôs uma grande perda para a Petrobras.

Outro importante efeito colateral da política de controle de preços dos combustíveis foi a gradual perda de competitividade do etanol e crescente fragilidade financeira deste setor. Em 2014, a produção brasileira de etanol sofria uma das mais agudas crises das últimas décadas, com elevado endividamento dos produtores, condições climáticas adversas e principalmente a política de controle de preços da gasolina pelo governo. De 2011 a 2014, 26 usinas encerraram suas atividades apenas no Estado de São Paulo, maior polo produtor do Brasil Neto (2014). Desde 2008, entre 60 e 70 usinas encerraram suas atividades devido a problemas financeiros, outras 70 operam em regime de recuperação judicial de um universo de cerca de 380 usinas. Estima-se que, desde o início da crise, o setor de açúcar e álcool tenha eliminado 100 mil empregos diretos e 250 mil indiretos, de um total de 1,5 milhão e 2,5 milhões, respectivamente O Estado de São Paulo (2014).

Em 2014, a produção de etanol apresentou crescimento de 3,6% ante 2013, totalizando 28,8 milhões de m<sup>3</sup>. O Estado de São Paulo respondeu sozinho por 49,3% da produção nacional. A produção de etanol anidro foi de 11,7 milhões de m<sup>3</sup>, destinado principalmente para a formulação da gasolina C, enquanto que a produção de etanol hidratado totalizou 17,1 milhões de m<sup>3</sup>. Do total da produção doméstica, 1,4 milhões de m<sup>3</sup> foram exportados, enquanto que a oferta doméstica foi

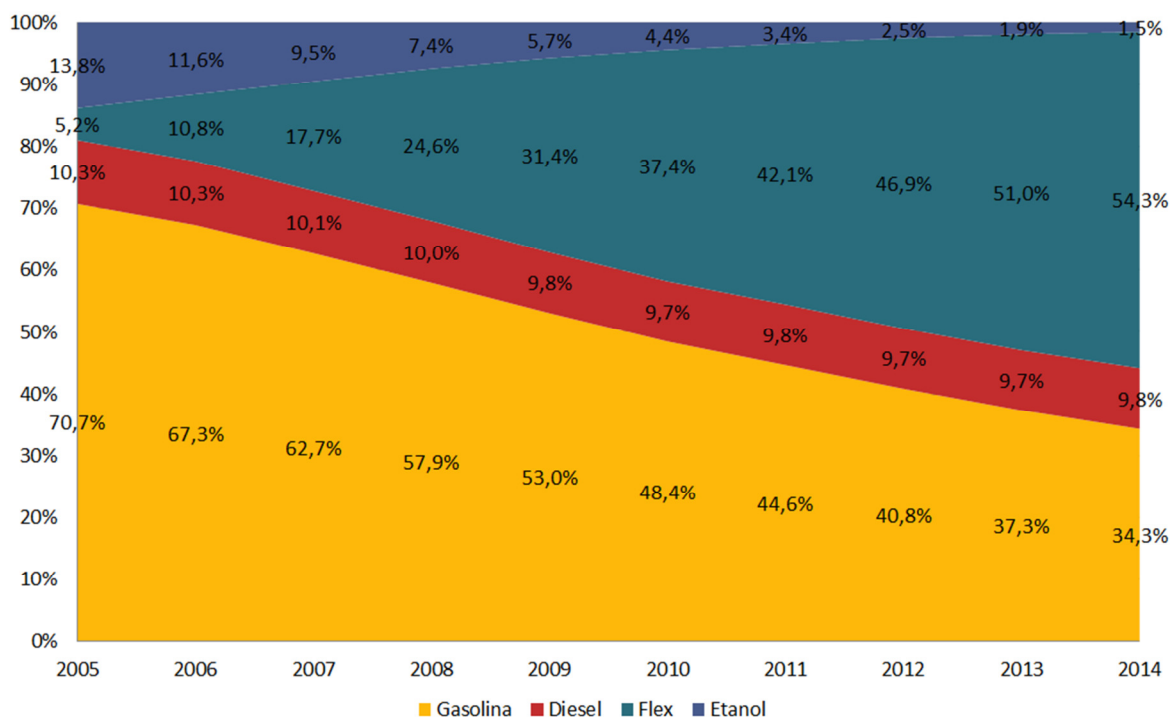


auxiliada pela importação de 452 mil m<sup>3</sup> de etanol importado majoritariamente dos Estados Unidos ANP (2015). Nota-se no Gráfico 2 que desde 2004 há um crescente aumento das vendas de etanol no mercado brasileiro, atingindo seu pico em 2009, com aproximadamente 23 milhões de m<sup>3</sup>. Neste mesmo período as vendas de gasolina se mantêm praticamente estáveis, ao redor de 18 milhões de m<sup>3</sup>. Nota-se também que em 2009, as vendas de etanol ultrapassam, em larga escala, as vendas de gasolina. Entretanto, a partir de 2010 as vendas de etanol entram em trajetória de declínio, enquanto as vendas de gasolina apresentam forte crescimento. Ao longo deste período, o Gráfico 3 mostra que a participação de veículos *flex-fuel* na frota de veículos leves apresentou crescimento constante e aproximou-se de 55% em 2014, enquanto que a frota movida exclusivamente à gasolina recuou para o menor patamar da série, de 34,3% Sindipeças (2015).



**Gráfico 2 - Vendas de etanol e gasolina no Brasil 2004-2014**

Fonte: ANP. Elaboração própria



**Gráfico 3 - Evolução da frota por tipo de combustível.**

Fonte: Sindipeças. Elaboração própria

Já a evolução recente no setor de petróleo, especialmente no pré-sal vinha ganhando impulso. Em setembro de 2008 é produzido o primeiro óleo originário do pré-sal, tendo sido extraído do campo de Jubarte, localizado na bacia de Campos. Em setembro de 2010 a Petrobras realiza a maior capitalização de recursos no mercado acionário mundial, no valor de R\$ 120 bilhões Petrobras (2010) como uma das fontes de recursos para a materialização do seu plano estratégico, que tem como ponto central, a exploração do pré-sal. No final de 2010 o Congresso Nacional conclui a alteração da legislação no setor de petróleo, instituindo o regime de partilha e que estabeleceu a Petrobras como operadora obrigatória, com participação mínima de 30% nos projetos (Lei 12.351). Em outubro de 2013, é realizado o primeiro leilão do pré-sal sob o regime de partilha e um consórcio formado pela Petrobras, Shell, Total, CNPC e CNOOC arremata por R\$ 15 bilhões (preço mínimo) o campo de Libra, na bacia de Santos, com estimativa de volume de óleo recuperável entre 8 bilhões a 12 bilhões de barris Petrobras (2013). Concomitantemente a estes eventos, ocorrem as obras da refinaria Abreu e Lima, no litoral sul do estado de Pernambuco, com sucessivos atrasos, disputas e elevações de custos.

Apesar da acelerada aspiração para desenvolver de maneira ágil as novas descobertas e transformar as vultosas estimativas de reservas do pré-sal em riqueza, seria necessário superar diversas barreiras técnicas que compõem, direta e indiretamente, a cadeia de valor da atividade petrolífera. Entre esses desafios, destacam-se os de natureza tecnológica, através da exigência de equipamentos e sistemas que suportem as condições de exploração, e os desafios logísticos, uma vez que as descobertas estão localizadas a mais de 300 km de distância da costa Câmara dos Deputados (2009).

Em função dos desafios apresentados, a viabilidade econômica da exploração do pré-sal é rodeada por incertezas. Pelo menos em sua fase inicial, os custos de extração de petróleo na província do pré-sal são maiores que os dos reservatórios localizados acima da camada pré-sal. Em 2008, o custo médio de extração de petróleo pela Petrobras era estimada em US\$ 10 por barril, excluindo as participações governamentais (ao redor de US\$ 30 por barril incluindo os *royalties* e a participação especial) e admitia-se que o custo de extração no pré-sal era 50% maior Câmara dos Deputados (2009), que mesmo um preço de mercado de US\$ 40 por barril ainda garantiria a rentabilidade da extração. Já Lima (2010) noticia que o preço de cada barril, avaliado no processo de capitalização de 2010 entre US\$ 10 e US\$ 12, excluindo as participações governamentais e cita que diante das incertezas, havia uma divisão no governo sobre a conveniência de manter o cronograma da Petrobras.

Recentemente, a diretora de Exploração e Produção da Petrobras declarou que o preço mínimo do petróleo até 2020 para viabilizar o campo de Libra é uma informação estratégica, sigilosa para a companhia e seus parceiros na operação, mas não identifica risco de inviabilidade na exploração do bloco, em função da redução dos custos de extração resultante da queda do preço do petróleo, apesar da Petrobras ter estabelecido o preço do barril de petróleo acima dos US\$ 45 como marca de viabilidade do pré-sal, incluindo a remuneração do capital Nunes & Pita (2015). Em contraponto, o presidente da estatal Pré-sal Petróleo SA (PPSA) declarou que o preço mínimo necessário para viabilizar economicamente o projeto de Libra no pré-sal deve superar US\$ 55 e, se operasse hoje, estaria no prejuízo e indicou que alguns campos no Brasil podem estar produzindo com perdas no momento de forte queda no preço do petróleo Ramalho (2015). Mas cita que o preço de viabilidade pode cair caso os investimentos necessários e os custos de operação

e produção diminuïrem com a aplicação de novas tecnologias ou pela tendência do mercado.

O trabalho de Pacca, Moreira & Parente (2014) estimam um custo de US\$ 49 por barril para o pré-sal e US\$ 41,4 por barril para o petróleo convencional brasileiro e corrobora que US\$ 42 por barril corresponde ao custo de encontrar petróleo na América do Sul e Central entre 2004 e 2006 e também é compatível com estimativas recentes para reservas em elevadas profundidades.

Em relatório da Opec, destaca que as gigantes reservas do pré-sal, considerando o campo de Libra, com estimativa de 8 a 12 bilhões de barris, possuem um *break-even* com o preço do petróleo acima de US\$ 55 por barril, uma cifra maior que os US\$ 45 por barril divulgado previamente pela Petrobras Opec (2015) e considera que o preço mínimo de viabilidade aumenta entre US\$ 5 a US\$ 7 se forem necessários dutos para transportar o petróleo dos campos distantes a mais de 100 km da costa. Considera também que, se os custos são dessa magnitude, alguns de seus mais importantes e produtivos poços podem estar operando com prejuízo, impondo sérias consequências financeiras à Petrobras, atualmente a companhia de petróleo mais endividada do mundo.

Em suma, os custos do pré-sal possuem elevado grau de incerteza e carecem de informações transparentes e precisas, dificultando a análise de sua viabilidade econômica.

Após o início das atividades em 2010, a produção do pré-sal apresentou crescimento expressivo. Entre 2010 a 2014, a média anual de produção diária do pré-sal cresceu quase 12 vezes, a partir de uma média de 42 mil barris de óleo equivalente por dia em 2010, atingiu 422,1 mil barris de petróleo equivalente por dia em dezembro de 2013 e saltou para 492 mil barris/dia em 2014 Petrobras (2015).

Em 2014, as reservas provadas de petróleo no mundo atingiram 1,7 trilhão de barris, mantendo-se no mesmo patamar de 2013. No Brasil, entre 2013 e 2014 as reservas cresceram 3,6% para um volume de 16,2 bilhões de barris. Com este incremento, o Brasil configurou-se na 15ª posição no ranking mundial de reservas provadas de petróleo ANP (2015).

O volume total de petróleo produzido no mundo em 2014 atingiu 88,7 milhões de barris/dia, um aumento de 2,1 milhões de barris/dia (2,4%) em relação a 2013. Destaque para os Estados Unidos, que se tornaram o maior produtor mundial de petróleo, com um volume médio de 11,6 milhões de barris/dia (13,1% do total

mundial), ultrapassando a posição histórica da Arábia Saudita que passou a ocupar a segunda colocação no ranking global, com produção média de 11,5 milhões de barris/dia (13% do total mundial), apesar do acréscimo de 1% na produção ante 2013. Já o Brasil se situou na 13ª posição, com crescimento de 11% no volume de óleo produzido, totalizando 2,3 milhões de barris/dia, equivalente a 2,6% do total mundial ANP (2015).

Para o Brasil, pode-se afirmar que o segmento de petróleo e gás natural tem ganhado crescente importância. Entre 2000 e 2014, a participação do setor no Produto Interno Bruto (PIB) do Brasil aumentou de 3% para 13% Petrobras (2014). Estudo da Confederação Nacional da Indústria (CNI) estima que a participação relativa do setor de petróleo no PIB nacional passou de 3% em 1990 para 12% em 2010, com geração de cerca de 400 mil empregos diretos Confederação Nacional da Indústria (CNI, 2012). Por isso, por muitos, o setor de petróleo é considerado “estratégico”, o que justificaria uma política especial de incentivos, subsídios e proteção nacional, como o Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural (Prominp) que ganhou novo impulso após o pré-sal, com políticas altamente intervencionistas de conteúdo nacional, que exigem que um percentual dos bens e serviços do setor deva ser adquirido de empresas locais. A eficácia desta política é altamente questionável. Segundo Guimarães (2012), os requisitos de conteúdo local são excessivos e falta um senso de prioridades. De acordo com Mendonça & Oliveira (2013) a experiência brasileira de conteúdo local no setor de óleo e gás apresenta fragilidades regulatórias, não possui uma separação de funções bem definida e tem um potencial pequeno de gerar inovações.

Para fazer frente ao imenso desafio de exploração do pré-sal a Petrobras implementou um ambicioso programa de investimentos que teve como efeito um excessivo endividamento da estatal. Com isso, a empresa alcançou o posto de maior detentora de dívida corporativa do mundo no final de 2014 Fortune (2015), com mais de US\$ 130 bilhões em dívidas, sendo que boa parte é denominada em dólar. Em conjunto com o regime de conteúdo nacional, prejudicando a eficiência produtiva, e prejudicada pela política de contenção de preços dos combustíveis, entre outros fatores, atualmente, a Petrobras encontra-se em imensas dificuldades financeiras, que levou ao rebaixamento de seus ratings para a categoria especulativa, além de envolvimento em notórios escândalos de corrupção.

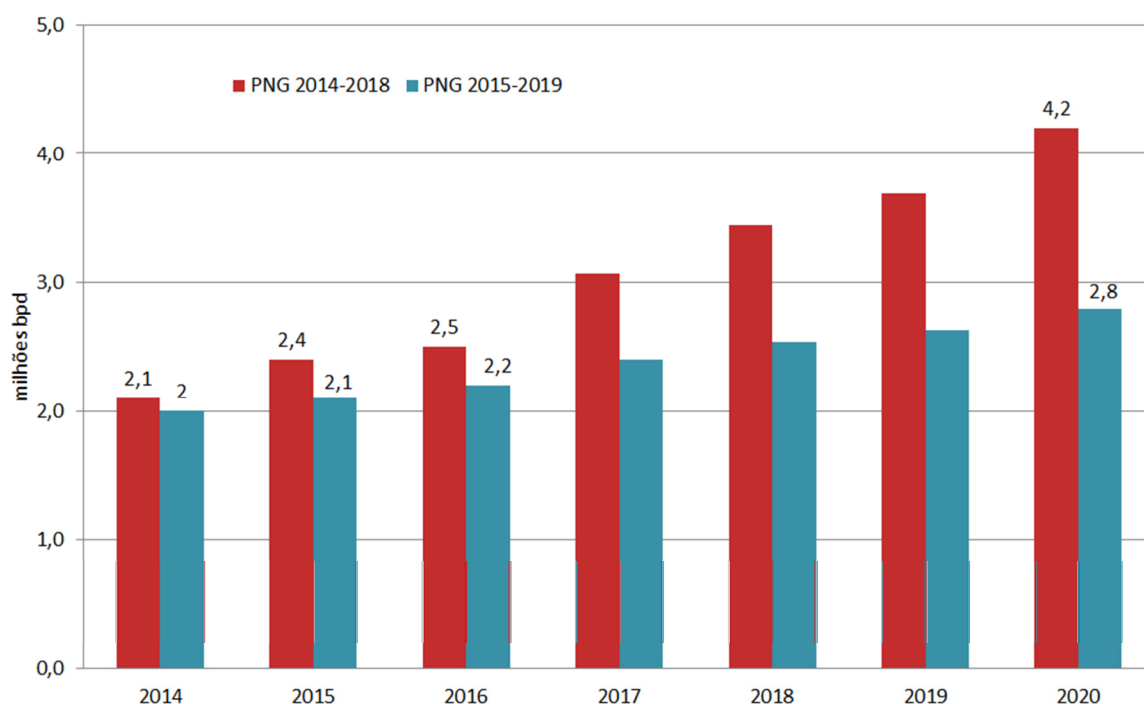
Segundo classificação da Forbes de maiores empresas do mundo segundo valor de mercado, desde quando realizou sua capitalização, em 2010, a Petrobras deixou de ocupar o 10º lugar das maiores empresas do mundo em 2012 para se tornar a 416ª em 2014 e seu valor de mercado encolheu de US\$ 270 bilhões para US\$ 25 bilhões.

No âmbito internacional, os preços do petróleo apresentaram forte redução num curto espaço de tempo. Em meados de 2014, o petróleo tipo *West Texas Intermediate* (WTI) era cotado a US\$ 105/barril e no final de agosto de 2015 atingiu o mínimo histórico recente de US\$ 39,30. O forte aumento da produção de gás de xisto americano e as expectativas da volta das exportações do Irã no mercado internacional, aliado a uma desaceleração da economia chinesa, são fatores que ajudam a explicar o recente movimento da *commodity* no mercado global. Este novo cenário tem levado as maiores empresas petrolíferas mundiais a cortar custos, reduzir investimentos e gerado fusões para ganhos de sinergia e redução de custos. Em abril de 2015, a Royal Dutch Shell anunciou a aquisição do BG group, em uma operação de mais de US\$ 70 bilhões, a maior operação no setor de energia em mais de uma década. A gigante do Reino Unido BP começa a testar novos projetos com rentabilidade ao redor de US\$ 60 o barril, ante US\$ 80 o barril em 2014. Sua rival anglo-holandesa Royal Dutch Shell está testando projetos com preços ao redor de US\$ 50 o barril e a francesa Total anunciou um corte de seu preço de *break-even* em mais de um terço, para US\$ 70 o barril, ante US\$ 110 em 2014 Scheck, Williams, & Gilbert (2015).

Em função desta nova realidade, a Petrobras teve que readequar seus planos de investimentos. Em meados de 2015 anunciou através do Plano de Negócios e Gestão, que planeja investir US\$ 130,3 bilhões entre 2015-2019, sendo que US\$ 108,6 bilhões destinados ao segmento de Exploração e Produção. Isto representa uma significativa redução em relação ao seu anterior Plano de Negócios e Gestão 2014-2018, que previa investimentos da ordem de US\$ 220,6 bilhões, sendo que 70% deste montante destinado à Exploração e Produção. Além disso, o novo plano também tem como objetivos fundamentais a desalavancagem, principalmente através de desinvestimentos e venda de ativos da ordem de US\$ 15,1 bilhões. Há ainda esforços em reestruturação de negócios, desmobilização de ativos e desinvestimentos adicionais, totalizando US\$ 42,6 bilhões em 2017/2018. Apesar disso, a carteira de investimentos do Plano prioriza projetos de exploração e produção de petróleo no Brasil, com ênfase no pré-sal. Com isso, as metas de

produção de óleo, líquido de gás natural (LGN) e gás natural no Brasil foram atualizadas, refletindo a postergação de projetos ou atraso na entrega das unidades de produção, principalmente em função das novas limitações de fornecedores no Brasil.

Conforme o Gráfico 4, as metas constantes no Plano de Negócios e Gestão 2014-2018 eram de 2,1 milhões de barris de petróleo por dia (bpd) em 2014, sendo que em 2015 e 2016 eram de respectivamente 2,4 milhões e 2,5 milhões de bpd e crescendo até atingir 4,2 milhões de bpd em 2020. Agora, conforme o Plano de Negócios e Gestão 2015-2019, considerando um preço médio do petróleo (Brent) de US\$ 60/barril em 2015 e US\$ 70/barril no período 2016-2019, as metas de produção no Brasil foram reduzidas para 2,1 milhões de bpd em 2015, 2,2 milhões de bpd em 2016 e crescendo num ritmo mais lento até atingir 2,8 milhões de bpd em 2020, isto é, uma redução de 33% da meta de produção em 2020 ante o plano do ano anterior. Considerando a produção no Brasil e no exterior, a produção da Petrobras deve atingir 3,7 milhões de barris de petróleo equivalente por dia (boed) em 2020, ano no qual se estima que o pré-sal representará mais de 50% da produção total, mas considera diversos fatores de risco que podem impactar adversamente suas projeções Petrobras (2015). Não obstante, no início de outubro de 2015, com o agravamento das condições de mercado, mesmo após o reajuste nas refinarias do preço da gasolina em 6% e do diesel em 4%, a estatal informou que a previsão de investimentos em 2015 foi reduzida de US\$ 28 bilhões para US\$ 25 bilhões, uma retração de aproximadamente 11%. Para 2016, os investimentos previstos passaram de US\$ 27 bilhões para US\$ 19 bilhões, uma redução da ordem de 30%, frente às cifras recentemente revisadas. Com isso, o Plano de Negócios 2015-2019, teria seus investimentos reduzidos de US\$ 130,3 bilhões para US\$ 119,3 bilhões, o que deverá prejudicar as metas de aumento da produção de petróleo nos próximos anos Rosa B. (2015).



**Gráfico 4 - Estimativas de produção de petróleo no Brasil (Plano de Gestão e Negócios).**

Fonte: Petrobras. Elaboração própria

Em suma, as atuais condições domésticas e internacionais impõem uma nova realidade ao pré-sal, levando a um plano muito menos ambicioso de exploração. Enquanto isso, a reintrodução parcial da Cide, o novo realismo tarifário, que também inclui um realinhamento dos preços dos combustíveis, e os sucessivos aumentos dos preços da gasolina e diesel no mercado doméstico, parecem dar um novo fôlego ao setor de etanol. Segundo dados da Agência Nacional do Petróleo (ANP), o consumo de álcool hidratado nas bombas cresceu 41,4% este ano, enquanto que a demanda de gasolina comum apresentou queda de 5,9% na mesma base de comparação. Em face dos novos desafios que atravessa o setor de petróleo e dos investimentos necessários para atingir as novas metas de produção a partir da exploração das reservas do pré-sal, quais são os possíveis impactos do desenvolvimento desse setor sobre a economia brasileira? Em especial, como o aumento da produção e extração de petróleo do pré-sal nos próximos anos deve afetar o setor de etanol? As mudanças no plano de negócios da Petrobras trazem ganhos ou perdas para a economia do país como um todo? Os investimentos no desenvolvimento do pré-sal são os mais desejáveis do ponto de vista da alocação



de recursos escassos? Qual o impacto da política de controle de preços da gasolina, que vigorou de 2011 a 2014, sobre o setor de etanol?

O objetivo do presente trabalho é estudar os impactos macroeconômicos e setoriais, com ênfase no setor de etanol, associados à nova realidade da produção de petróleo no Brasil a partir da exploração do pré-sal. Utiliza-se um modelo de equilíbrio geral computável dinâmico, que é capaz de projetar o aumento da produção de petróleo do pré-sal na economia brasileira e nas exportações, e observar seus efeitos de longo prazo.

Além desta introdução, este trabalho é composto por uma segunda seção contendo uma revisão bibliográfica, subdividida em três partes. A primeira com uma análise da importância do petróleo no mundo e no Brasil e dos impactos do pré-sal na economia brasileira, a segunda por uma revisão da literatura sobre os impactos econômicos dos biocombustíveis e uma terceira sobre as relações entre o petróleo, pré-sal e o setor de etanol. Posteriormente, apresenta-se a metodologia, os resultados e, por fim, as considerações finais. Esta dissertação contribui para a literatura ao utilizar um modelo dinâmico de equilíbrio geral computável para mensurar os impactos da exploração do pré-sal segundo o mais recente plano de negócios e avaliar como isso deve afetar o setor de etanol. Além disso, estima-se qual o impacto econômico da política de controle de preços da gasolina que vigorou de 2011 a 2014 sobre o setor de etanol.

## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1. Importância do setor de petróleo e do pré-sal

A atual vida moderna é inconcebível na ausência de petróleo. O petróleo é um dos mais importantes recursos naturais e a sua importância, e de seus derivados, na oferta global de energia é significativa. No Brasil, de acordo com a (Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2015), em 2014, a oferta interna de energia atingiu 305,6 milhões de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep), com a participação de 39,4% sendo suprida por petróleo e seus derivados (60,6% de fontes não renováveis). No mundo, de acordo com dados de 2012, 31,4% da oferta de energia tem como fonte o petróleo (86,5% de fontes não renováveis). De acordo com a *U.S. Energy Information Administration* (EIA, 2014), até 2040, o petróleo ainda será a principal fonte energética mundial. Além do uso do petróleo como fonte energética, existem frações de petróleo que atuam como insumos na indústria e que são de difícil substituição. Seus componentes são utilizados para a produção da maioria dos produtos químicos, como plásticos, detergentes, tintas e até medicamentos. Além disso, a evolução de setores industriais inteiros, como o automobilístico e construção naval é umbilicalmente ligada à indústria do petróleo. Canelas (2007) destaca o baixo grau de substituição do petróleo no curto prazo, em que seus derivados apresentam baixa elasticidade-preço da demanda. Com isso, a disponibilidade de petróleo e seus derivados são fatores de forte influência para a determinação do nível de crescimento econômico e do nível de preços das economias nacionais. Outra forma de demonstrar a importância econômica da indústria do petróleo e gás é através das empresas atuantes nesse setor. Em 2015, entre as 15 maiores companhias abertas do mundo, três são desse setor (Exxon Mobil, PetroChina e Royal Dutch Shell). Entre as 100 maiores, 10 pertencem ao setor de petróleo e gás (as três supracitadas, Chevron, Sinopec, Gazprom, Total, BP, Rosneft e Conoco Phillips). A brasileira Petrobras aparece na 416ª posição Forbes (2015). Cabe destacar também o papel da indústria de petróleo como o setor de maior relevância em diversos países, como Venezuela, Nigéria, Rússia, Arábia Saudita, Irã, Iraque, Noruega e Escócia, além de ter sido um dos componentes centrais do desenvolvimento industrial dos EUA Canelas (2007).

Na economia americana, em 2011, os impactos diretos e indiretos da indústria de petróleo e gás natural são significativos. Em termos de mercado de trabalho, o setor é responsável por 9,8 milhões de empregos diretos e indiretos de período integral e parcial, o que corresponde a 5,6% do total de empregos nos Estados Unidos. No nível nacional, cada emprego direto na indústria de petróleo e gás natural mantinha aproximadamente outros 2,8 empregos indiretos nos demais setores da economia americana em 2011. Em termos de renda do trabalho, esses empregos correspondiam a uma renda de US\$ 597,6 bilhões, ou 6,3% da massa salarial nacional em 2011. O impacto da indústria no PIB americano, em termos de valor adicionado, foi de US\$ 1,2 trilhão, o que corresponde a 8% da economia nacional Pricewaterhouse Coopers (2013). O setor também desempenha um importante papel de desenvolvimento regional, já que possui impacto em todos os estados americanos, especialmente no Texas, com participação de 13,6% dos empregos, 18,7% da renda do trabalho e 23,2% do valor adicionado; em Louisiana, com participação de 16,2% dos empregos, 19,4% da renda do trabalho e 35,5% do valor adicionado e Wyoming, com participação de 20,4% dos empregos, 21,3% da renda do trabalho e 32,9% do valor adicionado Pricewaterhouse Coopers (2013).

Recentemente, com os desenvolvimentos das inovações tecnológicas nessa área, a exploração das reservas de gás de xisto tem gerado uma revolução na indústria do petróleo e gás americana Jacoby, O'Sullivan, & Paltsev (2011). Assim como no pré-sal brasileiro, o desenvolvimento das reservas de gás de xisto teve um efeito dramático nas reservas potenciais do país. O efeito do xisto na produção americana de gás também é expressivo, crescendo de praticamente zero em 1990 para 20% da oferta doméstica em 2010. Entretanto, o desempenho da produção varia consideravelmente entre os poços e a taxa de produção declina rapidamente, o que suscita dúvidas se a atratividade econômica pode estar sendo superavaliada. Os autores utilizam um modelo de equilíbrio geral computável, conhecido como *Emissions Prediction and Policy Analysis* (EPPA), similar ao que será utilizado neste estudo, para explorar as implicações econômicas da exploração do xisto nos EUA com os métodos convencionais utilizados e para dois cenários dos esforços americanos para controlar as emissões de gases do efeito estufa. Os autores concluem que a oferta do gás de xisto é uma bênção para a economia americana e uma ajuda à política climática americana. O menor custo da energia, provocado pela maior oferta de gás, estimula maior crescimento econômico ao longo do período até

2050 e facilita a tarefa de controlar as emissões de gases do efeito estufa nas próximas décadas, ao substituir outras fontes mais poluentes de energia e desenvolver tecnologias de baixa emissão.

No Brasil, a importância da indústria de petróleo é descrita por Canelas (2007). Este autor analisa a evolução da relevância macroeconômica da indústria de petróleo no Brasil no período anterior ao anúncio da descoberta do pré-sal (até 2005). A evolução da participação relativa do setor no PIB brasileiro aumentou de 3,8% em 1990 para 8,1% em 2004. A participação do setor no total de investimentos na economia brasileira atingiu um pico de 6,88% em 2005, em sua maioria no segmento de exploração & produção (E&P). Segundo o autor, os dois choques do petróleo contribuíram para a quebra do ritmo de crescimento econômico mundial do pós-Guerra, que resultou no choque de juros promovido pelo *Federal Reserve Board* (Fed), que teve como consequência o enxugamento da liquidez global e aumento nas taxas de juros internacionais. No Brasil, o impacto se deu via insustentáveis déficits na balança comercial, juntamente com pressões inflacionárias e sucessivas crises no balanço de pagamentos. A participação das importações líquidas de petróleo na pauta de importações brasileira chegou a atingir 31,73% em 1984 e recuou para 9,14% em 2005, em função da menor dependência externa, em que se inserem os esforços prospectivos e investimentos em E&P. Porém Canelas (2007) destaca que a participação ainda se mantém relevante, principalmente em derivados de petróleo. O setor também é responsável pela atração de investimento estrangeiro direto (IED), com participação de 4,2% no total. Em termos de mercado de trabalho, o contingente ocupado diretamente no setor de petróleo e gás atingiu 193.815 em 2004, com participação de apenas 0,27% no total da mão-de-obra empregada na economia brasileira, mas com um crescimento médio de 4,13% ao ano desde 1996, contra uma taxa média de 1,71% ao ano do total da economia brasileira. Apesar de o contingente ser pequeno, o autor não considera os empregos terceirizados e indiretos, em função da ausência de uma metodologia adequada para avaliação. O setor em questão foi responsável por aproximadamente 1% da massa salarial em 2003, muito superior à participação do emprego, o que demonstra que o salário médio no setor petrolífero é superior ao salário médio na atividade econômica brasileira, demonstrando seu potencial de elevar a produtividade da economia. O peso do setor na inflação é estimado em 7,2% do total do índice ao consumidor e destaca sua relevância na formação dos demais preços, uma vez que fornece os

mais variados insumos para os demais processos produtivos. Por fim, a contribuição do setor também é relevante para a arrecadação tributária, crescendo de 5,2% em 1996 para 7,4% em 2004, apesar de que Canelas (2007) defende que essa contribuição está subestimada, devido aos critérios adotados. As participações do setor no PIB, investimentos, IED e arrecadação tributária se configuravam com tendência crescente na economia nacional.

Com os crescentes investimentos no pré-sal no período após o estudo de Canelas (2007), a participação do setor de petróleo nos agregados macroeconômicos pode ter ganhado mais relevância. Essa afirmação é confirmada por um estudo mais recente da Confederação Nacional da Indústria (2012) que buscou medir a contribuição do setor brasileiro de petróleo, gás e biocombustíveis para o desenvolvimento do Brasil, tomando como base o estudo de Canelas (2007) e incorporando informações mais atualizadas do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP). Em 2010, a participação do setor de petróleo e gás no PIB brasileiro alcançou o patamar recorde de 12%, com geração de 400 mil empregos diretos, incluindo terceirizados.

Apesar da importância econômica da indústria do petróleo e a perspectiva de alavancar o desenvolvimento econômico com a descoberta do pré-sal, alguns estudos buscam medir os impactos da exploração das reservas do pré-sal sobre a economia brasileira destacando a possibilidade da maldição dos recursos naturais e da doença holandesa, podendo prejudicar os demais setores da economia e acabar reduzindo o potencial de crescimento da economia como um todo. A maldição dos recursos naturais, ou o termo “doença holandesa” foi cunhado para caracterizar os efeitos econômicos na Holanda após a descoberta de jazidas altamente rentáveis de gás natural na década de 60, que levou a uma apreciação da moeda e prejuízos para a indústria doméstica Moraes (2013). Trata-se de uma mudança estrutural na economia devido ao crescimento do setor de recursos naturais, que devido ao aumento da entrada de receitas provenientes da exportação ou investimentos do setor de recursos naturais causa uma apreciação da taxa real de câmbio, que tem como consequência a redução das exportações e do crescimento de outros setores de bens comercializáveis. Essa mudança estrutural na taxa de câmbio pode ser indesejada, uma vez que reduz a capacidade de crescimento econômico após o choque. Evidências significativas, porém não conclusivas, de doença holandesa pode ser encontrado na literatura através dos trabalhos de Rosser (2006), Sachs &

Warner (1995), Leite & Weidmann (1999), Auty (2001), Neumayer (2004), Gylfason (2004) e Moraes (2013), cujos resultados reportam evidências de uma correlação negativa entre abundância de recursos naturais e crescimento econômico.

O impacto do pré-sal em termos regionais foi abordado por Haddad & Giuberti (2011) sobre a economia do Espírito Santo, caracterizada por uma estrutura econômica dependente fortemente em recursos naturais. Também está interessado em analisar o possível sintoma de doença holandesa, combinando uma análise regional com o modelo de equilíbrio geral computável, partindo do *Brazilian Multisectoral And Regional/Interregional Analysis Model* (B-MARIA). Os resultados sugerem que o cumprimento das metas de produção então propostas pela Petrobras, de 100 mil barris diários na camada pré-sal da costa do Espírito Santo representa um aumento de 100% na produção regional de petróleo (comparado ao ano de 2004) impõem um choque exógeno de tecnologia de -50%, que eleva a produtividade proporcionalmente ao aumento de produção esperado. Essa estratégia de choque utilizada talvez não seja muito realista, uma vez que torna a produtividade do bem maior que no período anterior. Como o pré-sal é um tipo de petróleo que difere do convencional, implica em maiores custos de extração e tecnologia aprimorada para obtê-lo. O choque introduzido pode ser uma forma limitada de representar o problema. Os resultados do trabalho de Haddad & Giuberti (2011) mostram que, de uma perspectiva regional, há um melhor entendimento do potencial de desindustrialização e apreciação do câmbio real e as conexões com outras regiões do país. O crescimento projetado para o Espírito Santo é impulsionado pelo setor exportador, tanto para o mercado internacional, quanto para o mercado doméstico, através de vendas mais concentradas nos demais Estados, o que tende a substituir o petróleo importado. Em geral, o setor de não comercializáveis se beneficia do aumento da produção de petróleo, enquanto o setor de comercializáveis é o mais prejudicado. Há considerável aumento do PIB de mais de 7% localizado no Espírito Santo, enquanto que o PIB do resto do Brasil permanece praticamente estável (0,001 a 0,003%). Em termos de distribuição de renda, a produção do pré-sal melhora a posição relativa do Estado do Espírito Santo no país.

O trabalho de Magalhães & Domingues (2012) também analisa os impactos do pré-sal na estrutura da economia brasileira, porém expande a dimensão da análise feita por Haddad & Giuberti (2011). Ao invés de estudar o impacto em termos

regionais, Magalhães & Domingues (2012) abordam o impacto na economia brasileira como um todo e sua interação com o resto do mundo, especialmente sobre a indústria nacional e na pauta de exportações brasileiras, sob as consequências similares às da doença holandesa e a maldição dos recursos naturais, que resultam em desindustrialização. Através de um modelo global dinâmico de equilíbrio geral computável, *GDyn*, uma versão dinâmica do modelo *Global Trade Analysis Project* (GTAP), simula um cenário base, que seria a trajetória da economia na ausência do choque de exploração da camada pré-sal e um cenário introduzindo o choque do pré-sal, com base nas projeções da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) da produção física doméstica de petróleo e gás natural para o período de 2010 a 2020. Os choques foram calculados como o percentual necessário de crescimento da oferta de recursos naturais no setor para se atingir o crescimento adicional de produção do pré-sal. O choque simulado por Magalhães & Domingues (2012) é dado no estoque total de recursos, assim como realizado por Haddad & Giuberti (2011), que são formas limitadas de introduzir o pré-sal, uma vez que este possui maiores custos de extração e desenvolvimento de tecnologias adicionais para explorá-lo. Os resultados sugerem que a exploração do pré-sal se reflete na elevação de 1,37% da produção mundial de petróleo até 2020, em relação ao cenário base e uma queda de 9,8% do preço internacional do petróleo, uma elevação de 6,3% do investimento e do fluxo de capital para a economia brasileira até 2020 e respectivas quedas na União Europeia, Países exportadores de petróleo e EUA, em relação ao cenário base. Os efeitos encontrados sobre o PIB e investimentos são positivos e significativos. Sobre o PIB real, os resultados sugerem um impacto acumulado adicional de 4,8% até 2020 e um crescimento de 6,29% dos investimentos, 19,73% das exportações e 19,51% das importações neste mesmo período em relação ao cenário base. Os resultados em linhas gerais podem ser considerados positivos. Entretanto, quando se analisa o restante da indústria, os efeitos são bastante heterogêneos. Os setores de Máquinas e equipamentos, Equipamentos de transportes e Metais ferrosos, apesar de serem positivamente afetados pelos investimentos no pré-sal, não são suficientemente estimulados para reverter os efeitos negativos ocasionados pelo deslocamento de fatores produtivos e efeito competitivo externo, o que remete à hipótese de doença holandesa.

O estudo de Moraes (2013), através do modelo de equilíbrio geral computável dinâmico EPPA, procurou investigar os possíveis impactos macroeconômicos, setoriais e ambientais associados à exploração do pré-sal no horizonte de médio e longo prazo (até 2090), considerando a possibilidade de doença holandesa. Complementando o trabalho de Haddad & Giuberti (2011) e Magalhães & Domingues (2012), Moraes (2013) inclui um setor de petróleo não convencional no modelo, com uma tecnologia diferente da convencional, que representa uma forma mais condizente de representar o pré-sal em relação às adotadas nos trabalhos anteriores. Os resultados obtidos por Moraes (2013) sugerem que, no cenário de médio prazo (até 2020), o impacto do aumento da produção do pré-sal previsto pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) é positivo sobre o PIB brasileiro e sobre o bem-estar do consumidor representativo, porém com sintomas de doença holandesa, a partir da apreciação cambial real no período e uma desindustrialização resultante desse processo, fruto do deslocamento de capital e trabalho para os setores de recursos naturais e de serviços (não comercializáveis), acompanhada por aumento das importações e diminuição das exportações. Quanto ao impacto ambiental, observa-se um aumento das emissões totais brasileiras e mundiais, tornando incompatíveis as políticas climáticas brasileiras e o incentivo ao pré-sal. Para analisar os impactos de longo prazo, foram construídos dois cenários alternativos, comparado ao cenário de referência do modelo. Em um dos cenários, foi simulado uma produção construída a partir da ideia da curva Hubbert e os resultados foram similares ao de médio prazo, com pico de produção em 2030, com impactos positivos sobre o PIB e bem-estar. Continuou-se a observar sintomas de doença holandesa e aumento das emissões totais brasileiras e mundiais em comparação com o cenário de referência. No longo prazo, os impactos sobre PIB e bem-estar se mostraram negativos, assim como na produção de todos os setores até o fim do horizonte de simulação. Ao simular um cenário com a introdução de subsídios decrescentes à produção do pré-sal, capaz de assegurar que a produção projetada pela Petrobras seja alcançada, Moraes (2013) encontra resultados que sugerem uma alocação ineficiente dos recursos, principalmente capital, resultando em uma diminuição do PIB se comparado ao cenário base, com queda de bem-estar, além de ligeiro aumento nas emissões de gases de efeito estufa. Assim Moraes (2013) conclui que, sob o atual estágio de conhecimento tecnológico, os benefícios futuros de longo prazo do petróleo do pré-sal são inferiores aos custos



em termos agregados, medidos a partir do valor presente líquido do produto nacional agregado.

Quanto aos impactos da política de controle deliberado dos preços dos combustíveis de 2011 até o final de 2014, abaixo do preço praticado internacionalmente, especificamente sobre a situação financeira da Petrobras, o problema foi descrito por Almeida, Oliveria & Losekann (2015). Essa política orientada pelo controle da inflação causou graves impactos para a Petrobras. A impossibilidade de repasse integral dos preços internacionais para o consumidor doméstico implicou em renúncias de receitas para a Petrobras da ordem de R\$ 98 bilhões, além de outros R\$ 21 bilhões resultantes das perdas diretas com a importação de combustível a preços superiores do que praticava domesticamente, para atender à crescente demanda do mercado doméstico durante o período de 2011 a 2014. Esses impactos econômico-financeiros negativos foram determinantes para a deterioração financeira da empresa e comprometeram a capacidade de investimento da mesma, principalmente na área do pré-sal, componente principal da estratégia de investimento de longo prazo da empresa. A perda de receita resultante da defasagem de preços contribuiu para o excessivo endividamento da empresa, o que é crítico ante as necessidades impostas pela exploração do pré-sal. Almeida, Oliveria & Losekann (2015) analisam também a política de reajuste de preços de combustíveis em uma série de países em desenvolvimento e nota que, em comparação ao Brasil, o coeficiente de repasse durante o período analisado foi inferior no Brasil. Almeida, Oliveria & Losekann (2015) recomendam a criação de um fundo de estabilização de preços para mitigar o repasse da volatilidade dos preços internacionais sobre os domésticos, que julgam ser mais vantajoso que a política de subsídios, mas reconhecem as fragilidades dos fundos de estabilização e citam os casos não tão bem sucedidos do Chile e Peru. Com isso, Almeida, Oliveria & Losekann (2015) complementam que para que a estratégia de criação do fundo de estabilização no Brasil seja bem sucedida, é necessário que seja munida de uma regra de reajuste transparente e bem definida, que busque o alinhamento com certo grau de previsibilidade dos preços domésticos frente aos praticados no mercado internacional e que seja, de certa forma, blindada de condicionantes políticos. Almeida, Oliveria & Losekann (2015) consideram também que a política de controle de preços dos combustíveis desestimulou a concorrência na indústria de petróleo no Brasil, principalmente no setor de refino, devido à baixa atratividade dos

investimentos privados, não só devido à defasagem de preços, como também devido à imprevisibilidade das alterações desses preços no país.

Os impactos da redução dos investimentos do setor de óleo e gás no PIB em 2014 e 2015 foi tema de um relatório produzido pela Secretaria de Política Econômica do Ministério da Fazenda (2015) em que destaca o redimensionamento dos investimentos no setor de petróleo. A Petrobras é a empresa que mais investe no Brasil e a partir de 2010 engendrou-se numa acelerada expansão de seu investimento, que influenciou as expectativas de crescimento do país. A necessidade de redimensionamento dos investimentos da Petrobras, além de fatores de natureza não econômica, refletiu-se no comportamento da principal empresa do setor e em toda a cadeia de fornecedores, e levou a uma reavaliação da rentabilidade dos significativos investimentos executados nos últimos cinco anos e como consequência um impacto não desprezível na economia brasileira Ministério da Fazenda (2015). Ressalta a elevada correlação entre a taxa de crescimento dos investimentos da Petrobras e a taxa de crescimento da formação bruta de capital fixo e destaca que, em média, no período entre 2010 e 2014, a Petrobras foi responsável por 8,8% do total de investimentos no país (aproximadamente 1,8% do PIB). Os impactos diretos da variação dos investimentos por parte da Petrobras e seus fornecedores sobre o PIB, são estimados em 0,6 p.p. no PIB. Com base na matriz insumo-produto, Ministério da Fazenda (2015) estimou os efeitos diretos, indiretos e induzidos (efeito renda) de investimentos em exploração e produção de petróleo e mostra que a variação de R\$ 1 bilhão nos investimentos da Petrobras impacta o PIB pelo efeito indireto (multiplicador) em R\$ 2 bilhões, enquanto o efeito renda contribui com adicionais R\$ 418 milhões. Assim, a cada redução de R\$ 1 bilhão no investimento da Petrobras tem-se indiretamente um impacto de R\$ 2,4 bilhões no PIB. Ao somar o impacto direto e indireto, cita que o efeito global da redução do investimento da Petrobras é da ordem de US\$ 30 bilhões, ou 1,7% do PIB. Isso somado ao impacto da redução global dos investimentos realizados pelas empreiteiras, avaliado em 0,4% do PIB, ultrapassa 2 pontos percentuais do PIB em 2014. Conclui que as sucessivas reduções no plano de investimento da Petrobras podem explicar uma contração temporária da economia brasileira ao redor de 2 pontos percentuais do PIB ao longo de 2015 Ministério da Fazenda (2015).

Segundo Colomer & Rodrigues (2015), em 2013 a atividade de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural no Brasil foi responsável por R\$ 60 bilhões

em investimentos, 5,7% da formação bruta de capital fixo e geração de 60 mil empregos, influenciando positivamente as variáveis macroeconômicas do país. Entre 2007 e 2013 o emprego total na indústria de petróleo cresceu 22%, atingindo o pico de 62 mil trabalhadores em 2012, com destaque para o segmento de E&P, que cresceu 42% no mesmo período. A partir de 2014, a reversão dos preços internacionais da *commodity*, os problemas financeiros enfrentados pela Petrobras e as mudanças ocorridas no ambiente de negócios alteraram a direção de seus impactos sobre a economia brasileira. Através do anúncio de cortes significativos nos investimentos projetados para os próximos cinco anos pela Petrobras, estima qual a consequência dessa redução sobre o emprego e renda. Em função disso, calcula que o Brasil deixará de gerar R\$ 62 bilhões em renda até 2019, focados principalmente no estado do Rio de Janeiro.

Em suma, dada a importância e o peso econômico do setor de petróleo no Brasil, a descoberta e desenvolvimento do pré-sal é um aspecto de estudo relevante para o desenvolvimento econômico e social do Brasil nas próximas décadas. A atual realidade e as novas perspectivas para o setor de petróleo nacional e internacional estimulam uma atualização dos possíveis impactos do pré-sal na economia brasileira. Assim, o presente trabalho contribui nesse sentido, uma vez que considera a modelagem quantitativa econômica desse setor, considerando suas diferenças tecnológicas e de custos em relação à extração convencional de petróleo, como em Moraes (2013), bem como a mudança recente na trajetória esperada de investimento e a nova realidade de preço da *commodity* e os impactos da política de controle de preços da gasolina adotada no Brasil de 2011 a 2014.

## **2.2. Etanol**

Os biocombustíveis ganharam crescente relevância ao longo dos últimos anos. Vários países desenvolvidos, como os Estados Unidos (EUA) e os países da União Europeia (EU), e em desenvolvimento, como o Brasil, estabeleceram metas ambiciosas de participação de biocombustíveis e medidas de suporte aos combustíveis renováveis. A motivação para isso era diversa, como aumentar o nível de segurança energética, redução de gases de efeito estufa, aumento do valor adicionado às exportações, bem como o desenvolvimento rural.

Entretanto, a forte queda recente nos preços do petróleo conduziu a uma redução de preço mundial tanto do etanol, quanto do biodiesel. Com isso, o

ambiente atual de políticas sobre os biocombustíveis são rodeados de incertezas e ameaças. Entre os mais relevantes produtores globais, nos Estados Unidos, há uma ausência de definição da United States Environmental Protection Agency (EPA) sobre as políticas para os próximos anos. Já, na União Europeia, o *2030 Framework for Climate and Energy Policies*, adotado em outubro de 2014 não definiu objetivos claros para os biocombustíveis além de 2020. No Brasil, a evolução doméstica dos preços de derivados de petróleo e as políticas dúbias, como a política de controle de preços dos derivados do petróleo, através do repasse em menor escala das variações no preço internacional de referência, sucessivas desonerações do tributo Contribuição da Intervenção do Domínio Econômico (Cide) incidente sobre a gasolina e diesel, também geram incertezas para a indústria do etanol FAO (2015).

Segundo as projeções da FAO (2015) espera-se que a produção global de etanol e biodiesel aumente até atingir, respectivamente, 134,5 e 39 bilhões de litros em 2024, sendo que a maior parte do adicional de produção do etanol deve ocorrer no Brasil. Os incentivos nacionais serão o principal guia para a produção de biodiesel e a Indonésia deve ultrapassar os Estados Unidos e o Brasil na produção ao longo dos próximos anos, se configurando como o segundo maior produtor mundial, atrás apenas da União Europeia.

O uso do etanol nos Estados Unidos será limitado pelo *blend wall*, que é a quantidade máxima de etanol que pode ser vendida a cada ano devido a limitações legais ou práticas sobre o quanto pode ser misturado em cada galão de combustível, e pela redução no consumo de gasolina esperado nos anos finais da projeção. No Brasil, a expansão do uso do etanol será ligada ao aumento da mistura de etanol anidro na gasolina e a diferença de tributação que possibilitará ao etanol hidratado competir com a gasolina em alguns estados. Na União Europeia, o biodiesel, principal biocombustível utilizado, deverá atingir seu maior patamar até 2019, quando se espera que a meta do *Renewable Energy Directive* (RED) seja cumprida. Não é esperado que o comércio mundial de etanol e biodiesel na próxima década aumente, apesar do acordo entre Brasil e os Estados Unidos, que será limitado. A evolução futura da boa vontade política para apoiar o aumento da mistura de biocombustíveis no setor de transporte representa a maior incerteza para o setor. O processo de decisão será moldado pelo desempenho macroeconômico em países chave, preço das matérias-primas e dos combustíveis fósseis, além de

desenvolvimentos acerca dos benefícios ambientais dos biocombustíveis e a questão da segurança alimentar.

Em suma, o ambiente global de políticas para o setor se apresenta menos favorável que no passado recente e há incertezas relevantes quanto ao desenvolvimento adicional dos biocombustíveis, fortemente dependentes de políticas governamentais, o que atua como fator inibidor de novos investimentos e desenvolvimento de novas tecnologias.

A também crescente preocupação com os impactos resultantes da expansão dos biocombustíveis em relação à produção de alimentos, uma vez que 65% dos óleos vegetais produzidos na União Europeia, 50% da cana-de-açúcar brasileira e 40% da produção americana de milho FAO (2012), estão sendo utilizadas como fonte de recursos para a produção de biocombustíveis, entre outros fatores, tornam incertas as políticas atuais para o setor de biocombustíveis ao redor do mundo FAO (2015).

Não há dúvida que os biocombustíveis são alternativas relevantes para os combustíveis fósseis e possuem potencial considerável de mitigação de emissão de gases do efeito estufa Pacca, Moreira, & Parente (2014). O Brasil tem se mostrado um ator importante nesse desenvolvimento. Além disso, o Brasil também tem desenvolvido o aproveitamento de energia de biomassa, com crescente participação da mesma na matriz energética nacional. De acordo com a EPE (2015), em 2014, a participação de renováveis na matriz energética brasileira manteve-se entre as mais elevadas do mundo, com 39,4% da oferta interna de energia, enquanto que no mundo essa parcela foi de 13,2% (2012) e nos países da OCDE de 8,6% (2012). Dentre as fontes renováveis de energia no Brasil, em 2014, a biomassa de cana foi responsável por 15,7% da matriz energética, o que representa 40% da contribuição das fontes renováveis. Por outro lado, 60,6% da oferta interna de energia provêm de fontes não renováveis, destacando-se o petróleo e seus derivados, responsáveis por 39,4% da oferta interna de energia. Em 2014, o setor de transportes é responsável por 32,5% do consumo final de energia, sendo que do total dessa parcela, a participação de renováveis é de 18% (15,1% de etanol e 2,4% de biodiesel), enquanto que os outros 82% são compostos por não renováveis (45,2% de diesel, 29,8% de gasolina e 7,5% de outras fontes).

O desenvolvimento da indústria do etanol no Brasil é descrito por Hira & Oliveira (2009). Pioneiro na utilização de biocombustíveis, a experiência brasileira é

um caso único para o estudo das possibilidades, *trade-offs*, custos e benefícios de utilizar o etanol como alternativa ao combustível fóssil. Esses autores destacam que uma gama de países em desenvolvimento podem adotar o sistema brasileiro, aperfeiçoado ao longo dos últimos 30 anos de atividade do setor de etanol, e assim reduzir suas dependências do petróleo, mesmo sem poder contar com grandes economias de escala.

Jonker, et al. (2015) abordam as perspectivas econômicas para o setor de etanol brasileiro até 2030, com foco nos custos de produção de diferentes culturas de biomassa e diferentes opções de tecnologias industriais, incluindo o etanol de segunda geração<sup>1</sup>. Os resultados sugerem que os custos de cultivo de cana-de-açúcar podem ser reduzidos em até 37% (US\$ constantes) de 2010 até 2030. O custo de cultivo de eucalipto pode ser reduzido em 28% neste mesmo período. Os custos totais de produção de etanol de primeira geração podem recuar ao redor de 38% de 2010 a 2030. Os autores destacam que os custos de produção do etanol de primeira geração podem ser reduzidos por conta de fatores como: menor preço de produção da matéria-prima; aumento da concentração de açúcar; utilização de palhada e sorgo sacarino; melhoria da eficiência industrial do processo de fabricação do etanol de primeira geração; ganhos de escala; e avanços tecnológicos. Para o etanol de segunda geração utilizando eucalipto, o custo de produção pode ser drasticamente reduzido até 2030, devido aos mesmos fatores. Em suma, maior rendimento, teor de açúcar e eficiência industrial são fatores chave para redução de custos de produção e aumento da competitividade do etanol. Além disso, as diferenças regionais de cultivo também são cruciais para a redução do custo de produção. Entretanto, os autores não consideram a competitividade do etanol frente a outras fontes de combustível, como a gasolina.

Apesar de o etanol representar 80% da produção mundial de biocombustíveis FAO (2014) e 90% da produção no Brasil ANP (2014), o biodiesel também merece destaque. No Brasil, o Programa Nacional para Produção e Uso do Biodiesel (Probi biodiesel) foi criado em 2004 com o objetivo de adicionar pelo menos 5% de biodiesel em todo o diesel consumido no Brasil. O óleo diesel é o combustível mais consumido no Brasil, sendo que em 2013, as vendas domésticas somaram 58,5 milhões de m<sup>3</sup>, sendo que destes 49,5 milhões de m<sup>3</sup> são correspondentes à

---

<sup>1</sup> O etanol de segunda geração, ou celulósico, é um biocombustível gerado a partir dos coprodutos da cana-de-açúcar (palha e bagaço) usada no processo tradicional de fabricação do etanol e do açúcar.

produção doméstica (85%) e 10,3 milhões de m<sup>3</sup> são importados. O clima e o solo de determinadas regiões do Brasil é propício para o cultivo de sementes para extração do óleo e óleo de soja, que são as principais matérias primas do biodiesel brasileiro. Em 2013, a capacidade nominal de produção de biodiesel no Brasil era de cerca de 8 milhões de m<sup>3</sup>. Entretanto, a produção nacional foi de 2,9 milhões de m<sup>3</sup>, correspondente a 36,4% da capacidade total. Em comparação a 2012, a produção de biodiesel foi 7,4% maior. O Rio Grande do Sul é o maior produtor de biodiesel, equivalente a 30,3% do total nacional. A proporção de biodiesel adicionada ao óleo diesel em 2013 foi de 5%. O óleo de soja continua sendo a principal matéria-prima para a produção de biodiesel, equivalente a 76,4% do total, seguido pela gordura animal, com 19,8% do total ANP (2014). Szklo, Lucena & Schaeffer (2013), assim como Rathmann, Szklo & Schaeffer (2012), testaram a premissa que justificava o programa Probiobiodiesel, de que o Brasil tem uma vasta variedade de oleaginosas que podem ser utilizadas para a produção de biodiesel. Os resultados encontrados não confirmaram tal premissa. A principal matéria-prima é o óleo de soja, e apesar do aumento da produção de soja, há limites para esta cultura na produção de biodiesel, devido à demanda por alimentos no mercado doméstico e especialmente no mercado internacional. No médio e longo prazo, o biodiesel a base de óleo de soja irá responder por uma parcela elevada da produção, apesar do custo elevado desta matéria prima e propriedades inferiores ao diesel. Entretanto, essa tendência não deve comprometer a possibilidade de gradual adição de insumos alternativos para a produção de biodiesel.

Ajanovic & Haas (2014) analisam as perspectivas para o mercado de biocombustíveis até 2030 para o Brasil, Estados Unidos e União Europeia, que juntos representaram três quartos da oferta global de biocombustíveis. Em 2012, a produção de etanol nos Estados Unidos, advinda do milho, e no Brasil, advindo da cana-de-açúcar, representava 87% da oferta mundial de etanol. Na produção de biodiesel, a União Europeia se destaca como maior produtor, com 58% da produção global em 2010. Os autores destacam que no início da década de 2000 havia elevadas expectativas acerca do potencial dos biocombustíveis como substitutos para os combustíveis fósseis no setor de transportes e como fonte para mitigar emissões de gases do efeito estufa. Ao longo dos anos essa euforia deu espaço a análises mais sóbrias. Os autores ressaltam que as barreiras mais importantes para a expansão dos biocombustíveis são seus altos custos, quando comparados aos

combustíveis fósseis, desempenho ecológico moderado e limitada oferta de matéria-prima e sua competição com a produção de alimentos. Os autores utilizam um modelo dinâmico até 2030, considerando todos os principais componentes de custos de se converter matéria-prima em biocombustíveis. As categorias de custos mais importantes correspondem ao custo da matéria-prima, custos de conversão, custos de operação e manutenção, custos de distribuição e revenda. Além disso, as estruturas tributárias (isenções e subsídios) também são consideradas no modelo e as possibilidades de reduções futuras de custos dependem do aprendizado tecnológico. Os resultados sugerem que, sob a atual estrutura tributária, os biocombustíveis (1ª geração) tem uma relação custo-benefício favorável até 2030 nas regiões investigadas. Atualmente, apenas a produção do etanol brasileiro possui custo-benefício favorável, enquanto que nos EUA a penetração do etanol se deve a políticas agrícolas favoráveis. Já a Europa apresenta os maiores custos de produção, entretanto, a política de tributos sobre combustíveis fósseis torna os biocombustíveis competitivos. Destaque para o Brasil, que possui os menores custos de produção, em média duas vezes menor que o custo de produção na União Europeia. O principal componente da estrutura de custos de produção é a matéria-prima, portanto, o potencial de expansão dos biocombustíveis tende a ser restrito especialmente pela área de plantio limitada, além de ter um desempenho ambiental bastante modesto. Os autores recomendam que, para que os combustíveis provem seu valor no futuro, um sistema tributário baseado em CO<sub>2</sub> deve ser posto em prática, para todos os tipos de combustíveis, assim provendo um incentivo ambiental neutro para a competição entre as diversas fontes de combustíveis fósseis e biocombustíveis. Além disso, destacam a importância da intensificação da pesquisa e desenvolvimento de todos os tipos de biocombustíveis, especialmente os de 2ª geração.

Para os Estados Unidos, a contribuição da indústria do etanol é analisada por Urbanchuk (2010), para o período após crise financeira de 2008 e consequente retração dos preços das commodities para patamares historicamente baixos. Na indústria de etanol, a crise foi seguida por uma consolidação do setor, assim como novos entrantes adquirindo plantas ociosas resultante de falências. Apesar das dificuldades financeiras e de rentabilidade, o setor de etanol americano seguiu crescendo e cumpriu a meta do *Renewable Fuel Standard* de 10,5 bilhões de galões em 2009. A produção de etanol aumentou 14,7% neste período. No final de 2009, o



setor de etanol era composto por aproximadamente 200 plantas em 26 estados com capacidade de produção de 13,1 bilhões de galões. O etanol é considerado parte do setor de manufaturas que agrega valor substancial às *commodities* agrícolas produzidas nos Estados Unidos. O impacto da indústria do etanol na economia americana foi estimado aplicando os multiplicadores para valor adicionado, rendimento e emprego, calculados pelo *U.S. Bureau of Economic Analysis* (BEA). O impacto total, considerando as operações, transporte, investimentos, pesquisa e desenvolvimento, foi uma adição de US\$ 53,3 bilhões ao PIB americano em 2009, o equivalente a 3% do valor adicionado pelo setor manufatureiro. Em termos de mercado de trabalho, foi estimado um total de 400 mil empregos diretos e indiretos neste mesmo período, os quais geraram uma renda adicional de US\$ 16 bilhões. Esse impacto econômico gerou cerca de US\$ 8,4 bilhões em tributos para o governo federal e US\$ 7,5 bilhões de arrecadação para os governos locais. O custo estimado dos principais incentivos federais ao setor (VEETC e o *ehanol small producer credit*) totalizaram US\$ 5 bilhões, uma cifra inferior ao resultado da geração de impostos. Além disso, o etanol produzido reduz a dependência do petróleo importado auxiliando na redução do déficit comercial em um total de 364 milhões de barris de petróleo em 2009. Conclui que a indústria do etanol contribui significativamente para a economia americana e sua expansão continuada auxiliará na transição para uma economia de baixo carbono e consequente redução da dependência americana em relação aos combustíveis fósseis.

Balcombe & Rapsomanikis (2008) aplicam uma metodologia Bayesiana para examinar a relação entre o preço do açúcar brasileiro, preço do etanol e preço internacional do petróleo para o período de 2000 a 2006, portanto antes da descoberta do pré-sal. Para isso, desenvolvem modelos VECM. Encontraram que o preço do petróleo é o principal *driver* tanto para o preço do açúcar, quando para o preço do etanol no Brasil. O preço do petróleo determina os equilíbrios de longo prazo dessas variáveis. Também evidencia que o preço do açúcar Granger-*causa*<sup>2</sup> preço do etanol, ao invés da ordenação petróleo, etanol, açúcar, conforme inicialmente esperado. O prognóstico de longo prazo indicava uma tendência robusta de alta do preço do petróleo e a análise leva à conclusão que o preço do

---

<sup>2</sup> A causalidade de Granger é um conceito estatístico de causalidade baseado em predição. De acordo com a causalidade de Granger, se o sinal de  $X_1$  "Granger-*causa*" um sinal  $X_2$ , então valores passados de  $X_1$  devem conter informação que ajuda a prever  $X_2$ , além da informação contida apenas nos valores passados de  $X_2$ .

açúcar também teria uma tendência de elevação a 55% da taxa de crescimento do preço do petróleo, assim como o etanol, a 60% do preço do petróleo. Consequentemente, o etanol passa a se tornar crescentemente competitivo em relação ao petróleo e terá também um crescente incentivo para uma parcela maior da produção de cana-de-açúcar ser utilizada para a produção de etanol. Assim, preço do petróleo em patamar elevado aumenta a competitividade do etanol brasileiro, assim como eleva a dinâmica do preço do açúcar. Essa relação de preços pode não ser observada apenas para o açúcar, mas também para outras *commodities* que podem ser utilizadas para a produção de biocombustíveis. Assim, é provável que o preço do petróleo em patamar elevado possa desencadear aumento do preço dos alimentos. Resultados na mesma direção também foram encontrados por Tokgoz & et al (2008), que projeta a produção americana de etanol e seu impacto na área plantada, preço dos alimentos, produção pecuária e comércio. Através de um modelo de equilíbrio parcial, com diversos países e diversas *commodities*, conclui que o aumento da produção americana de etanol resultará em maiores preços das *commodities* agrícolas no longo prazo. Em resposta a esse aumento, haverá redução da produção pecuária e respectivo aumento de custos, resultante do aumento de preço dos insumos de alimentação e consequentemente preços mais elevados. Se o preço do petróleo aumenta, o setor de etanol americano se expande.

Dado o potencial dos biocombustíveis, especialmente o etanol, na economia brasileira, justifica-se assim, a análise do impacto da exploração do pré-sal sobre o setor de etanol para inferir se este fator se configura em uma ameaça adicional ao desenvolvimento do setor de biocombustíveis no Brasil. Este trabalho irá contribuir nesse sentido, já que a modelagem dinâmica utilizada permite avaliar o impacto sobre o setor de etanol em diferentes cenários de exploração do pré-sal de longo prazo. Ainda, ao introduzir um choque simulando o controle de preços da gasolina entre 2011 e 2014, permite também mensurar o impacto sobre a produção de etanol.

### **2.3. Petróleo, pré-sal e etanol**

A relação entre o etanol e o petróleo é direta. Pode ser caracterizada como complementar, uma vez que, por força da legislação, há a mistura, até certo percentual, de etanol na gasolina, ou de biodiesel no diesel. Além disso, outra

relação pode ser caracterizada, como substitutos, já que atualmente no Brasil há a opção de substituir a gasolina pelo etanol hidratado como fonte de combustível para os veículos *flex-fuel*.

As primeiras preocupações dos impactos da descoberta do pré-sal sobre o setor de etanol surgiram logo após os anúncios das primeiras descobertas desse recurso. Segundo Pires & Schechtman (2008), as políticas de combustíveis veiculares no Brasil sempre foram caracterizadas por movimentos ciclotímicos em resposta a situações conjunturais, sem uma visão de longo prazo. Desde o primeiro choque do petróleo, quando houve o incentivo à mudança da frota de veículos para o diesel, na tentativa de conter a inflação. No segundo choque, visando a reequilibrar o balanço de pagamentos, o governo lançou o Proálcool, na tentativa de substituir o consumo de gasolina pelo etanol, e a partir da segunda metade da década de 80, no chamado contrachoque do petróleo, abandonou completamente o programa. Também na primeira metade da década de 2000, um excedente conjuntural provocado pela importação de gás natural da Bolívia, levou ao incentivo desmedido ao uso do gás natural veicular (GNV). Apenas com o avanço dos motores bicompostíveis, o mercado de etanol aumentou e consolidou-se. Pires & Schechtman (2008) consideram alvissareira a descoberta de petróleo na camada pré-sal, mas sua exploração poderia levar a um retrocesso na matriz energética nacional, com a intensificação do uso do petróleo, invalidando todos os esforços para transformá-la numa das mais limpas do mundo. Os autores destacam que são poucos os exemplos de países em desenvolvimento com abundância de recursos naturais energéticos fósseis que escaparam à tentação populista de subsidiar os preços dos derivados. Os autores também citam que é ainda menor o grupo de países que conseguiram se desenvolver com base unicamente na produção de recursos naturais e temem que o Brasil adote políticas similares à Venezuela, subsidiando os preços internos dos derivados de petróleo, assim, inviabilizando o desenvolvimento de outras fontes de energia e de sua própria economia. Destaca a Noruega, grande produtor de petróleo, como paradigma a ser seguido, uma vez que possui 68% de sua matriz energética composta por fontes renováveis e apenas 22% por petróleo. O modelo norueguês se caracteriza pela exportação de grande parte de sua produção de petróleo, preços internos alinhados aos preços internacionais e direcionamento da renda petrolífera a um fundo soberano *offshore* com mais de US\$ 400 bilhões. Os autores também expressam preocupação com a construção de

refinarias, que consideram outra ameaça aos biocombustíveis, uma vez que o mercado mundial de derivados apresenta sazonalidade no consumo. Durante o período de baixa sazonalidade mundial, a ociosidade das refinarias nacionais seria direcionada ao mercado doméstico com preços artificialmente baixos, trazendo prejuízos aos investidores em biodiesel e etanol. Os autores ainda destacam: “Essa ameaça torna-se ainda concreta se houver políticas governamentais populistas de subsídios aos derivados”. Por fim, Pires & Schechtman (2008) recomendam utilizar a vantagem comparativa brasileira na produção de energias renováveis, em especial o etanol, reservando os recursos do petróleo para exportação, após atender ao mercado interno a preços nivelados com os preços internacionais.

Já Pacca, Moreira & Parente (2014) buscam avaliar o potencial de bioenergia e comparam tal potencial à energia obtida das reservas do pré-sal para atender a demanda brasileira por energia até 2070. Além disso, realizam análises de custo-benefício em diversos cenários, nos poços de petróleo em produção, baseado nas atuais reservas de petróleo (14 bilhões de barris), nos poços do pré-sal, considerando a presença e a ausência do *enhanced oil recovery* (EOR) com base nas estimativas de reservas do pré-sal (40 bilhões de barris), num cenário *business as usual* (BAU) para o etanol, considerando a taxa de crescimento média da produção de cana-de-açúcar dos últimos 35 anos e outro de uso intensivo de etanol, considerando a tendência observada entre 2003 e 2010, quando houve a última expansão significativa. Pacca, Moreira, & Parente (2014) dizem que não há dúvidas que os biocombustíveis são alternativas relevantes aos combustíveis fósseis e possuem potencial significativo de mitigação de gases de efeito estufa. Os resultados do estudo sugerem que, no cenário considerando as reservas convencionais, o pico de produção ocorre em 2011, tendo já produzido 12 bilhões de barris e espera-se a produção de outros 13 bilhões de barris. Considerando as reservas do pré-sal, equivalentes a 40 a 48 bilhões de barris (com e sem EOR), o país atinge o pico de produção em 2035 e começa a declinar a partir de então. Durante 2012 a 2041 ou 2012 a 2051, considerando a adoção do EOR ou não, o Brasil será exportador líquido de petróleo. Este fato não se verificou entre 2012 e 2014, já que o país foi importador líquido de petróleo durante este período. A produção de petróleo do pré-sal declina a partir de 2042 quando o país passa a se tornar importador líquido de petróleo, aumentando a ameaça à segurança energética nacional. A taxa de retorno sobre o investimento (ROI) dos campos de petróleo

existentes são as mais elevadas. O ROI do cenário intensivo em etanol é similar ao ROI do cenário do pré-sal. Nessas taxas de retorno, considera-se a média de preço do barril de petróleo entre US\$ 86,9/barril para o petróleo das atuais reservas e US\$ 102,9/barril para as reservas do pré-sal, considerados realistas na época do estudo. Quando a taxa de desconto é maior que 4%, o ROI no cenário intensivo em etanol é mais elevado que o ROI do pré-sal. Considerando um imposto para a emissão de CO<sub>2</sub>, o ROI do cenário intensivo em etanol é maior que o ROI do pré-sal se uma taxa de desconto de 2% ou maior é adotada. Ainda, a produção do cenário intensivo em etanol até 2070 se compara a 97% da reserva de petróleo do pré-sal sem EOR e demanda 78% de seu investimento. Em contraste, a produção de etanol alcança 2,1 milhões de barris de petróleo equivalente (boe) por dia e outros 0,9 milhão de boe de combustível fóssil são dispensados pela bioeletricidade, atingindo 3 milhões de boe por dia (62% da demanda de petróleo brasileira). Os autores concluem que o etanol é economicamente viável na presença de políticas específicas. Considerando apenas as reservas existentes, o ROI do petróleo é maior que ambos os cenários do etanol. Considerando o cenário com o pré-sal, as diferenças de ROI do petróleo e etanol são pequenas e considerando taxas de desconto maiores que 4%, o ROI do etanol é sempre maior que o ROI do petróleo do pré-sal. A oferta de etanol irá garantir parcialmente o suprimento de combustíveis líquidos durante o período analisado. No cenário intensivo em etanol, a oferta irá atender a 62% da demanda por combustível até 2070, caso a disponibilidade de terras não seja uma barreira à expansão modesta da cana-de-açúcar. Neste cenário, as emissões de CO<sub>2</sub> são reduzidas em 20 bilhões de toneladas até 2070, em comparação ao cenário do pré-sal, que representa dois terços das emissões globais em 2010.

Os impactos sociais do aumento de demanda de etanol hidratado versus gasolina (tipo C) na economia brasileira foi abordado por Costa, Guilhoto, & Moraes (2011). Utilizando uma Matriz Insumo-Produto (MIP) inter-regional, os autores apontam o potencial de geração de empregos num cenário de substituição de gasolina por etanol. Simulam aumentos de consumo de etanol na proporção de 5%, 10% e 15% em detrimento à gasolina C e os impactos sugerem a criação de, respectivamente, 39,2 mil, 78,5 mil e 117,7 mil novos empregos no país, não somente na área industrial, como também na área agrícola. Quanto à geração de renda, os aumentos observados são de R\$ 79 milhões, R\$ 157 milhões e R\$ 236 milhões, respectivamente. Por outro lado, um aumento no consumo da gasolina C

em detrimento de etanol hidratado apresentou resultado desfavorável, reduzindo o número de empregos e o valor da remuneração na economia brasileira. Os autores citam que, de acordo com os dados da Pesquisa Nacional de Amostra Domiciliar (PNAD) de 2007, havia 527,4 mil empregados na cultura da cana-de-açúcar, que corresponde a quase 20% do total de empregos gerados na agricultura brasileira naquele período. Ainda, consideram que a política tributária diferenciada para o setor de etanol, como alíquotas diferentes de Cide e do Imposto sobre Circulação de Mercadoria e Serviços (ICMS), resultam em um preço final ao consumidor pago pelo etanol hidratado que o torna mais atraente que o preço da gasolina, levando ao aumento do consumo do etanol. Esses resultados mostram que políticas públicas de incentivo ao consumo de etanol apresentam significativo benefício socioeconômico e destacam a importância da consolidação do etanol na matriz energética brasileira, já que gera externalidades sociais positivas para toda a população, estimulando a dinâmica do desenvolvimento regional.

Um estudo realizado pela *Food and Agriculture Organization of the United Nations* FAO (2014) simulou a influência do controle de preços de derivados de petróleo no preço do etanol hidratado no Brasil. A instituição destaca a importância histórica do etanol à base de cana-de-açúcar como componente chave para a política energética brasileira e afirma que, com a descoberta e desenvolvimento dos enormes depósitos de petróleo no pré-sal da costa brasileira, houve um afrouxamento da prioridade governamental dada ao etanol como fonte de energia. Em conjunto com esse rebaixamento de prioridade e aliado a problemas de crédito, preços internacionais do açúcar mais atrativos e controle de preços dos combustíveis por parte da Petrobras, a indústria sucroalcooleira entrou num período de estagnação e redução de investimentos. A organização ressalta que a política de controle de preços dos combustíveis tinha como finalidade evitar um aumento mais pronunciado da inflação, uma vez que desde 2010, a taxa de inflação operava persistentemente entre o centro da meta (4,5% a.a.) e o teto superior da meta (6,5% a.a.). O controle de preços se dava especificamente nos derivados gasolina e diesel, dado seu elevado peso no índice de inflação ao consumidor oficial (IPCA). Outros derivados, como nafta e querosene de aviação, com um menor peso no índice de inflação oficial, estavam sujeitos a reajustes de preços mais frequentes. O etanol hidratado é um substituto à gasolina E20-E25 (gasolina com 20% a 25% de mistura de etanol anidro) e sua competitividade, em termos de energia equivalente, se dá a

um preço de até 70%, em média, do preço da gasolina E20-E25. Entretanto, uma das formas de manter o preço da gasolina artificialmente baixo era através do constante aumento da participação do etanol anidro de 18% para 25%, enquanto que o preço da gasolina se mantinha constante, assim, aumentando a demanda pelo etanol anidro e reduzindo a demanda pelo etanol hidratado. Baseado em dados de 2012 e 2013 a primeira simulação indica que, para o mercado de etanol hidratado se manter economicamente viável, o preço da gasolina deveria ser de R\$ 2,81 nos estados de São Paulo e Paraná e de R\$ 3,10 nos demais estados. Durante este período, o preço médio da gasolina em São Paulo e Paraná foi de R\$ 2,67 e de R\$ 2,83 nos demais estados. Tal diferença resultou em uma perda de R\$ 0,14 e R\$ 0,18, por litro de etanol, em cada região, respectivamente. A segunda simulação busca estimar qual teria sido o preço do etanol hidratado se o preço da gasolina seguisse a variação do preço do petróleo cru no mercado internacional, controlado pela taxa de câmbio. Os resultados indicam que, se a Petrobras não tivesse sido utilizada como instrumento de controle da inflação, o litro do etanol hidratado seria vendido, em média, a preços cerca de 60% mais elevados na região de São Paulo e Paraná e 56% mais altos nas demais regiões, resultando em uma severa perda de competitividade e rentabilidade da indústria de etanol. Entretanto, o relatório da FAO (2014) reconhece que há outros efeitos que devem ser considerados, como a volatilidade nos preços internacionais do açúcar.

De acordo com Serigati (2014), até há pouco tempo, o etanol era o principal item da política energética brasileira. Com a descoberta do petróleo do pré-sal, o biocombustível deixou de ser prioridade. O setor sucroenergético foi beneficiado pela introdução dos motores *flex-fuel* a partir de 2003. Além dessa inovação, o setor também foi beneficiado pela crescente preocupação com os efeitos das emissões de gases de efeito estufa sobre o aquecimento global, cujos combustíveis fósseis, com especial destaque para os derivados do petróleo, foram apontados os principais vilões. Nesse contexto, o etanol foi apresentado como uma alternativa econômica e ambientalmente sustentável à gasolina. Dada a expectativa de demanda crescente, o setor sucroenergético brasileiro buscou financiamento e realizou elevados investimentos, como na expansão da oferta da cana-de-açúcar, introdução de novas tecnologias como a mecanização para acelerar o processo de eliminação de queima da cana, aumentar a eficiência da logística e melhorias no processo produtivo. Houve também um aumento do endividamento para dar conta de um processo de

concentração de mercado e ganhos de escala e eficiência. Segundo o autor, esse período de bonança foi interrompido por uma desastrosa combinação de fatores, que ainda não está claro se foi superada. A primeira delas foi uma quebra de safra (2011/2012) que prejudicou o crescimento da produção. O aumento do custo da matéria-prima levou muitas usinas a operarem abaixo de sua capacidade de moagem, fazendo com que as empresas do setor passassem a dar prioridade para a recuperação de caixa, postergando um novo ciclo de renovação dos canaviais. Como num círculo vicioso, sem a devida renovação dos canaviais, o fornecimento e a qualidade da cana ficou comprometido no médio prazo. A elevada alavancagem de diversos grupos impossibilitou a captação de recursos para realizar uma nova rodada de investimentos, prolongando o período da crise. Além disso, a rentabilidade do etanol hidratado também foi prejudicada pelos preços mais atraentes do açúcar no mercado internacional e também pela política de reajuste por parte da Petrobras. Além dos impactos já dimensionados sobre a Petrobras e a perda de rentabilidade do setor de etanol, o crescente déficit na balança comercial brasileira tem na crescente importação de combustíveis um dos seus principais responsáveis, fragilizando o balanço de pagamentos e elevando os prêmios de risco soberanos brasileiros. Por fim, sugere como positivo uma nova política de reajuste de preços de combustíveis, associados à variação do preço do petróleo no mercado internacional, taxa de câmbio e das variações do preço do etanol anidro. Tal política deveria ter uma periodicidade definida e sem a necessidade de aprovação prévia pelo conselho de administração da companhia, que tem o governo federal como sócio controlador.

Também constam trabalhos na literatura internacional buscando medir os impactos da relação petróleo e etanol. Du & Hayes (2008) buscam analisar o impacto da produção americana de etanol nos preços regionais de gasolina, além de estimar o impacto da produção de etanol na rentabilidade da indústria americana de refino de petróleo. Segundo os autores, a produção de etanol nos Estados Unidos cresceu de 1,63 bilhões de galões em 2000 para 7,22 bilhões de galões em 2007, enquanto que o consumo de petróleo americano foi de aproximadamente 146 bilhões de galões em 2007. Naquele país, o etanol é misturado a 50% da oferta total de gasolina, tipicamente alcançando a mistura de 10% de etanol e 90% de gasolina. Usando uma metodologia de séries temporais e estimação de dados em painel com efeitos fixos, controlada por importações de gasolina, capacidade de refino,



tornados, estoques, sazonalidade e concentrações de mercado, Du & Hayes (2008) sugerem que o crescimento na produção de etanol resultou numa redução de US\$ 0,29 a US\$ 0,40 por galão de gasolina vendida no varejo ao longo do período de 1995 a 2007. Os autores mostram também que o impacto negativo varia conforme a região. A região do meio oeste sofre o maior impacto, de US\$ 0,395 por galão, enquanto que a região das Montanhas Rochosas possui o menor impacto, de US\$ 0,171 por galão de gasolina. Os resultados indicam também que a produção de etanol reduziu significativamente a rentabilidade da indústria de refino de petróleo, uma vez que resulta em certa ociosidade de capacidade de refino, evitando fortes aumentos de preços em função de choques.

Em suma, há uma carência de investigações na literatura acerca do impacto da exploração do pré-sal sobre o setor de etanol e este trabalho busca incrementar essa discussão. O fato de ser utilizado um modelo dinâmico permite simular cenários de longo prazo dessas fontes energéticas e analisar se são concorrentes ou complementares. Este trabalho também busca quantificar o impacto indireto que a política de controle de preços da gasolina durante o período de 2011 a 2014 teve sobre o setor de etanol.

### 3. METODOLOGIA

Para investigar os impactos do pré-sal na economia brasileira e seus possíveis impactos no setor de etanol, será utilizado o modelo dinâmico-recursivo de equilíbrio geral computável *Emission Prediction and Policy Analysis* – EPPA Paltsev, et al. (2005), que foi elaborado especificamente para o estudo de políticas energéticas e climáticas.

A seguinte seção trata do conceito de Modelos de Equilíbrio Geral Computável e a seção seguinte trata especificamente do modelo EPPA. Ambas são baseadas nos estudos de Paltsev, et al. (2005) e Gurgel A. (2011), que contém maiores detalhes.

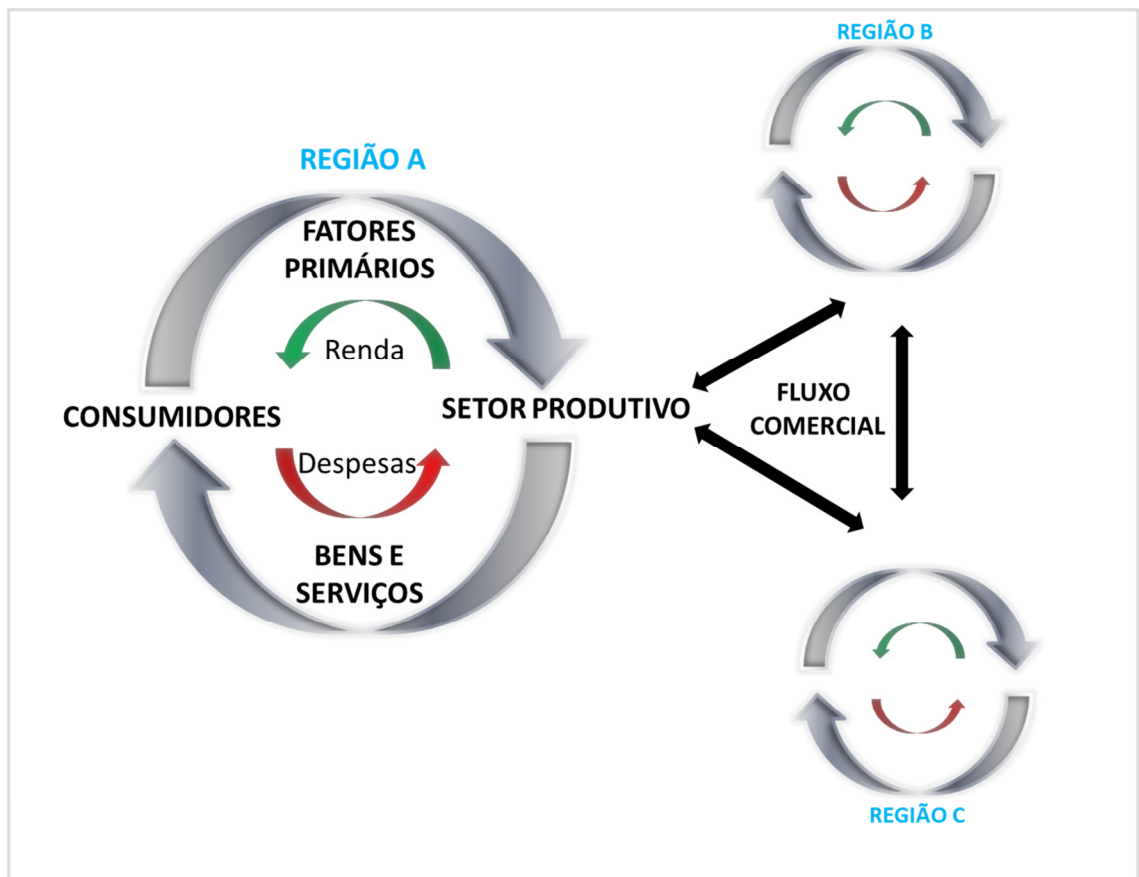
#### 3.1. Modelos de Equilíbrio Geral Computável

Os modelos de equilíbrio geral computável (CGE) buscam representar uma economia real complexa e são importantes em auxiliar na identificação de efeitos de equilíbrio geral causados por mudanças exógenas e que não seriam facilmente identificados a priori por sua complexidade ou por relações inesperadas e não-óbvias Piermartini & The (2005). A utilização desses modelos permite inferir direções e magnitudes relativas de choques exógenos, bem como comparar cenários alternativos. A análise dos resultados do modelo permite identificar relações entre setores e agentes econômicos que possivelmente não poderiam ser identificadas em modelos teóricos ou analíticos.

O trabalho de Shoven & Whalley (1998) destaca esse tipo de modelo como uma caracterização das interações entre múltiplos agentes que buscam a otimização individual e interagem através dos mercados de bens e fatores de produção. O equilíbrio nesse tipo de modelo é obtido quando as variáveis endógenas (preços e quantidades) ajustam-se de forma que os agentes são incapazes de melhorar sua situação alterando seu comportamento. Assim, oferta e demanda se igualam em todos os mercados, as empresas, sob retornos constantes de escala, auferem lucros normais e as despesas dos agentes ajustam-se às suas receitas.

Os modelos de equilíbrio geral mimetizam o fluxo circular de bens, serviços e rendas da economia, como pode ser observado na Figura 1, em que os consumidores ofertam capital e trabalho (fatores de produção primários) aos setores

produtivos, e esses, por sua vez, ofertam bens e serviços aos consumidores. Também é considerada a existência de um fluxo reverso de pagamentos correspondente ao fluxo de bens e serviços, através do qual os consumidores recebem uma renda dos setores produtivos pelo capital e trabalho fornecidos e com os recursos recebidos, efetuam o pagamento pelos bens e serviços consumidos (despesas).



**Figura 1 - Fluxo circular de bens e serviços.**

Fonte: Adaptado de Paltsev, et al. (2005). Elaboração própria

Alguns modelos também representam explicitamente o governo, mas seu papel no fluxo circular é frequentemente considerado passivo, uma vez que recebe transferências via impostos e reintroduz os recursos na economia através de gastos (consumo) e transferências. As relações comerciais entre países e regiões também são consideradas passivas, que podem ser endógenas ou exógenas, o que caracteriza modelos multiregionais ou de única região, respectivamente. O equilíbrio no fluxo circular de bens e serviços na economia é representado pela conservação de produto e valor. A conservação do produto se dá mesmo quando a economia não

está em equilíbrio. Já a conservação de valor reflete o princípio contábil do equilíbrio orçamentário em que para cada atividade na economia, o valor das empresas deve ser equilibrado pelo valor dos rendimentos Wing (2004)

Já a formulação do modelo de equilíbrio geral é expressa em termos matemáticos como um sistema de equações simultâneas representando as condições de equilíbrio de mercado. A modelagem de equilíbrio geral computável utiliza a teoria econômica de equilíbrio geral como uma ferramenta operacional para análises de orientação empírica sobre questões relacionadas a economias de mercado, alocação de recursos, fluxos comerciais, mudanças tecnológicas, efeitos de choques, entre outras Sadoulet & De Janvry (1995).

A utilização de modelos CGE é justificada quando se espera que medidas, políticas ou choques exógenos produzam efeitos de equilíbrio geral na economia, como é o que se pretende realizar neste presente estudo, com o choque do pré-sal na economia brasileira.

ThurLOW (2004) destaca que modelos CGE, assim como todos os outros, muitas vezes incorporam ou necessitam de simplificações e abstrações sobre o funcionamento real de uma economia e por isso, é importante identificar e explicar as limitações do modelo, especialmente em termos de sua capacidade de refletir as características específicas de cada economia analisada.

Piermartini & The (2005) ressaltam que as críticas aos modelos CGE são feitas geralmente quanto à precisão da simulação, ao grau de sensibilidade dos resultados em relação às hipóteses assumidas, à agregação que pode não deixar claro algumas relações importantes para a questão estudada, aos dados utilizados para calibração do modelo e às elasticidades utilizadas. Salientam também que a estimativa das elasticidades preço da demanda e da oferta pode não ser acurada e que a escolha de cenários e especificações do modelo pode implicar em resultados distintos.

O presente trabalho pretende tornar a análise mais robusta através da simulação de diversos cenários a fim de analisar a sensibilidade das hipóteses mais relevantes assumidas e que podem ser capazes de afetar os resultados do modelo. Além disso, espera-se que conforme o desenvolvimento da literatura sobre o tema em questão, novos modelos, dados e hipóteses assumidas possam ser estudadas sob diferentes perspectivas a fim de ampliar, confirmar ou confrontar os resultados obtidos.

### 3.2. Modelo EPPA

O Modelo EPPA é um modelo CGE dinâmico recursivo, multi-regional e multi-setorial com um horizonte de simulação de longo prazo, que pode se estender até o ano de 2100. O modelo foi desenvolvido pelo MIT *Joint Program on the Science and Policy of Global Change* e vem sendo amplamente utilizado para o estudo de temas ligados à energia, agricultura e políticas climáticas Paltsev, et al. (2005).

O modelo foi construído como um problema de complementariedade mista, não linear, utilizando a sintaxe do algoritmo *Modeling Programming System for General Equilibrium* (MPSGE), desenvolvido por Rutherford (1999). O MPSGE consiste em um conjunto de equações algébricas que caracterizam as condições de lucro econômico zero para a produção, equilíbrio entre oferta e demanda nos mercados de bens e fatores de produção e equilíbrio entre renda e despesa dos consumidores. O modelo é implementado na linguagem de programação *General Algebraic Modeling System* (GAMS) Brooke, Kendrick, Meeraus, & Raman (1998).

Os dados que alimentam o modelo são formados principalmente por matrizes de insumo-produto que representam as estruturas das economias das regiões, provenientes do *Global Trade Analysis Project* (GTAP) Hertel (1997) e Dimaranan & McDougall (2002). Trata-se de um banco de dados consistente sobre consumo macroeconômico regional, produção e fluxos de comércio bilateral. Dados sobre produção e uso de energia em unidades físicas são provenientes tanto da base de dados do GTAP 7 quanto da Agência Internacional de Energia (IEA, 1997), (IEA, 2004) e (IEA, 2005). A modelagem do setor de etanol foi construída conforme descrito em Melillo & et al (2009) e Gurgel, Reilly & Paltsev (2007).

No presente estudo foi utilizado o modelo EPPA – versão 5, calibrado para o ano base de 2004. As simulações são feitas em intervalos correspondentes a cada 5 anos, a partir de 2005. Os dados do GTAP para a economia mundial foram organizados nos países e regiões, setores e fatores de produção apresentados na Tabela 1 e a agregação do EPPA e sua relação com a base do GTAP pode ser vista no Anexo A.

**Tabela 1 - Agregação de regiões, setores e fatores utilizados no modelo EPPA**

<b>Regiões</b>	<b>Setores</b>	<b>Fatores</b>
Estados Unidos (USA)	<b>Não Energia</b>	Capital
Canadá (CAN)	Agricultura - Culturas (CROP)	Trabalho
México (MEX)	Agricultura – Pecuária (LIVE)	Petróleo bruto
Japão (JPN)	Agricultura – Florestal (FORS)	Petróleo xisto
União Europeia (EUR)	Alimentos (FOOD)	Carvão
Austrália e Nova Zelândia (ANZ)	Serviços (SERV)	Gás natural
Federação Russa (RUS)	Químicos, Borracha, Plásticos e Papel	Hidráulica
Leste Europeu (ROE)	Siderurgia e Metalurgia (IRON)	Nuclear
China (CHN)	Intensivos em Energia (EINT)	Eólica & Solar
Índia (IND)	Outras Indústrias (OTHR)	Terra – Culturas
Brasil (BRA)	Serviços de Transporte (TRAN)	Terra – Pastagens
Leste Asiático (ASI)	<b>Energia</b>	Terra – Florestal
Oriente Médio (MÊS)	Carvão (COAL)	Florestas Naturais
África (AFR)	Petróleo Bruto (OIL)	Pastagens Naturais
América Latina (LAM)	Petróleo Refinado (ROIL)	
Resto da Ásia (REA)	Gás Natural (GAS)	
	Eletricidade: Fóssil	
	Eletricidade: Hidráulica	
	Eletricidade: Nuclear	
	Eletricidade: Eólica	
	Eletricidade: Solar	
	Eletricidade: Biomassa	
	Eletricidade: NGCC <sup>1</sup>	
	Eletricidade: NGCC – CCS <sup>2</sup>	
	Eletricidade: IGCC <sup>3</sup> – CCS	
	Gás Sintético	
	Biocombustível – 2 <sup>a</sup> geração	
	Petróleo de Xisto	
	Biocombustível – 1 <sup>a</sup> geração	

Fonte: EBC (2012). Elaboração própria

<sup>1</sup> NGCC: conversão de gás natural em eletricidade a partir de ciclo combinado de geração

<sup>2</sup> CCS: captura e sequestro de carbono

<sup>3</sup> IGCC: tecnologia de geração de gás natural a partir do carvão pelo ciclo combinado de geração

Funções de produção para cada setor da economia descrevem as combinações de fatores primários e insumos intermediários para gerar bens e serviços. Em cada região há um consumidor representativo que tem como objetivo a maximização do bem-estar através do consumo de bens e serviços. A representação da possibilidade dos indivíduos de substituírem diferentes insumos e bens, tanto na produção quanto no consumo, é fundamental no EPPA e é dada pelas elasticidades de substituição nas funções de produção e de utilidade. Na produção, isso reflete a tecnologia utilizada, ou seja, a possibilidade de substituir diferentes fatores produtivos e insumos intermediários no processo produtivo. Para o consumidor representativo, a substituição entre bens e serviços ilustra as preferências dos consumidores. O governo é modelado como uma entidade passiva que recolhe impostos e distribui o valor total dos recursos às famílias.

O modelo fornece estimativas e projeções sobre o crescimento do Produto Interno Bruto nos países e regiões, bem-estar do consumidor representativo, consumo agregado e produção setorial, consumo e produção de energia em unidades físicas, preços de bens e serviços, fluxos comerciais, emissões de gases do efeito estufa e de outros poluentes, entre outros.

### 3.2.1. Estrutura de equilíbrio do modelo

Como o EPPA foi formulado como um problema de complementariedade mista, os conjuntos de variáveis não negativas preços, quantidades e níveis de renda devem satisfazer três desigualdades: lucro zero, equilíbrio dos mercados e equilíbrio da renda. Detalhes sobre a notação algébrica do EPPA podem ser observados no Anexo B.

A condição de lucro zero requer que qualquer setor obtenha lucro zero quando a produção não é nula. Tal condição significa que há atividade econômica ( $y$ ) e o lucro econômico é zero, ou então não há atividade econômica, uma vez que o lucro seria negativo. Então, para cada setor a seguinte relação<sup>3</sup> precisa ser satisfeita:

$$lucro \geq 0, y \geq 0, produto^T(-lucro) = 0 \quad (1)$$

---

<sup>3</sup> Uma expressão escrita como  $x^T y = 0$  (quando  $x \geq 0$  e  $y \geq 0$ ) significa que  $x_i y_i = 0$ , para todo  $i = 1, \dots, n$ .

A condição de equilíbrio nos mercados estabelece que qualquer bem com preço ( $p$ ) positivo deve manter o equilíbrio entre oferta e demanda, e qualquer bem com excesso de oferta terá seu preço igual à zero. Então, para cada bem e fator de produção da economia a seguinte condição deve ser satisfeita:

$$oferta - demanda \geq 0; p \geq 0; p^T(oferta - demanda) = 0 \quad (2)$$

A condição de equilíbrio de renda requer que para cada agente (incluindo o governo), o valor da renda deve ser igual ao valor das dotações de fatores e das receitas de impostos:

$$renda = dotações\ de\ fatores + receitas\ de\ impostos \quad (3)$$

### 3.2.2. Comportamento dos agentes

O comportamento da firma representativa objetiva maximizar os lucros ( $\pi$ ) sujeito à restrição tecnológica, escolhendo em cada região ( $r$ ) e em cada setor ( $i$ ), um nível de produto ( $y$ ), uma quantidade de fatores primários ( $k$ ) e de insumos intermediários ( $x$ ) de outros setores ( $j$ ). O problema da firma representativa pode ser expressa como:

$$\max_{y_{ri}, x_{rji}, k_{rfi}} \pi_{ri} = p_{ri}y_{ri} - C_{ri}(p_{ri}, w_{rf}, y_{ri}) \text{ tal que } y_{ri} = \varphi_{ri}(x_{rji}, k_{rfi}) \quad (4)$$

Em que a função custo é denotada por  $C$ , os preços dos bens por  $p$  e os preços dos fatores de produção por  $w$ .

No EPPA, a produção é caracterizada por tecnologias com elasticidade de substituição constante (*Constant Elasticity of Substitution* – CES). Isso faz com que, pela teoria da dualidade, seja possível reescrever a equação de maximização de lucro em termos de funções de custo unitário e de lucro unitário. Ainda, retornos constantes de escala estão associados a lucro econômico zero para a firma no equilíbrio. Dessa forma, o comportamento otimizador da firma implica na condição de equilíbrio representada por:

$$p_{ri} = c_{ri}(p_{ri}, w_{rf}) \quad (5)$$



Em que  $c$  é a função custo unitário.

Pelo Lema de Shepard, a demanda intermediária pelo bem  $j$  no setor  $i$  é dada por:

$$x_{rji} = y_{ri} \frac{\partial c_{ri}}{\partial p_{ri}} \quad (6)$$

E a demanda pelo fator  $f$  é dada por:

$$k_{rfi} = y_{ri} \frac{\partial c_{ri}}{\partial w_{rf}} \quad (7)$$

Já o consumidor representativo possui dotações de fatores de produção e serviços que podem ser vendidas ou arrendadas às firmas e escolhe em cada período e região os níveis de consumo e poupança ( $s$ ) que maximizam sua função de bem-estar ( $W$ ) sujeita à restrição orçamentária para o nível de renda  $M$ :

$$\max_{d_{ri}, s_r} W_{ri}(d_{ri}, s_r) \text{ tal que } M_r = \sum_f w_{rf} K_{rf} = p_{rs} s_r + \sum_i p_{ri} d_{ri} \quad (8)$$

Em que  $d$  é a demanda final por mercadorias e  $K$  é a dotação agregada de fatores do agente representativo na região  $r$ .

Como as preferências são também representadas por funções CES, pela dualidade e pela propriedade da homogeneidade linear, há para cada região uma função dispêndio unitária ou índice de preço de bem-estar que corresponde ao problema de otimização da família dado por:

$$p_{rw} = E_r(p_{ri}, p_{rs}) \quad (9)$$

Pelo Lema de Shepard, a demanda final compensada por bens é dada pela equação 10 e a poupança da pela equação 11:

$$d_{ri} = \bar{m}_r \frac{\partial E_r}{\partial p_{ri}} \quad (10)$$

$$s_r = \bar{m}_r \frac{\partial E_r}{\partial p_{rs}} \quad (11)$$

O sistema é fechado com um conjunto de equações que determinam os preços de equilíbrio nos diferentes mercados de bens e fatores, como expresso pela equação 12 para os bens e pela equação 13 para os fatores primários:

$$y_{ri} = \sum_j y_{rj} \frac{\partial C_{rj}}{\partial p_{ri}} + \bar{m}_r \frac{\partial E_r}{\partial p_{ri}} \quad (12)$$

$$K_{rf} = \sum_j y_{rj} \frac{\partial C_{rj}}{\partial w_{rf}} \quad (13)$$

### 3.2.3. Funções de Produção

As tecnologias de produção no modelo EPPA são representadas por funções aninhadas CES com diversos níveis de desagregação, permitindo maiores possibilidades de substituição de insumos, principalmente energéticos, e flexibilizando a escolha das elasticidades de substituição. As elasticidades de substituição usadas no modelo são apresentadas na Tabela 2.

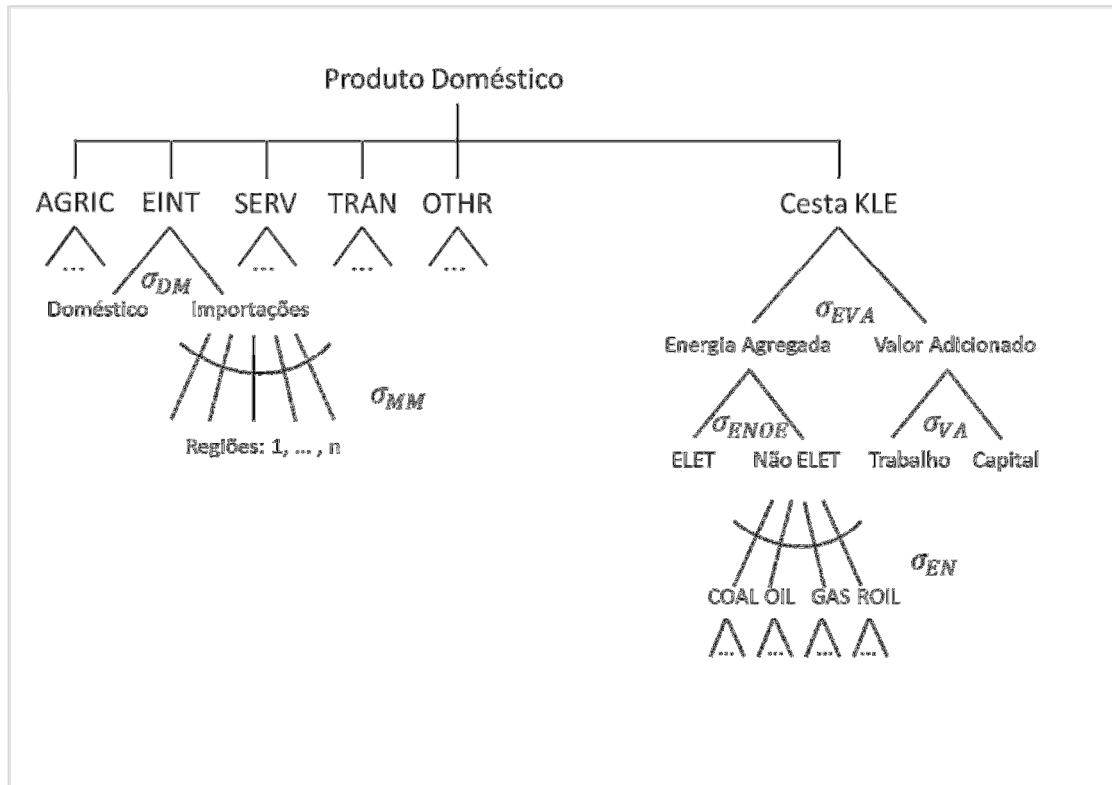
**Tabela 2 - Elasticidades de substituição dos setores produtivos – EPPA**

<b>Símbolo</b>	<b>Descrição</b>	<b>Valor</b>	<b>Comentários</b>
$\sigma_{EVA}$	Energia - valor adicionado	0,4 - 0,5	Aplicado na maior parte dos setores; 0,5 para os setores Intensivos em Energia e Outras Indústrias
$\sigma_{ENOE}$	Eletricidade - combustíveis agregados	0,5	Todos os setores
$\sigma_{EN}$	Entre combustíveis	1,0	Todos os setores exceto Eletricidade
$\sigma_{EVRA}$	Energia/materiais/terra – valor adicionado	0,7	Setor de Agricultura
$\sigma_{ER}$	Energia/materiais – terra	0,6	Setor de Agricultura
$\sigma_{AE}$	Energia – materiais	0,3	Setor de Agricultura
$\sigma_{CO}$	Carvão – petróleo	0,3	Setor de Eletricidade
$\sigma_{COG}$	Carvão/petróleo – gás	1,0	Setor de Eletricidade
$\sigma_{VA}$	Trabalho – capital	1,0	Em todos os setores
$\sigma_{GR}$	Recursos – todos os outros insumos	0,6	Setores de Petróleo Bruto, Gás e Carvão
$\sigma_{NGR}$	Recursos Nucleares–valor adicionado	0,04 - 0,4	- De acordo com a região
$\sigma_{DM}$	Doméstico – importado (Armington)	2,0 - 3,0 - 0,3	- De acordo com o bem Setor de Eletricidade
$\sigma_{MM}$	Entre importações de diferentes regiões (Armington)	5,0 - 4,0 - 6,0 - 0,5	Bens não energéticos Setores de Gás e Carvão Setor de Petróleo Refinado Setor de Eletricidade

Fonte: Paltsev, et al. (2005). Elaboração própria

Na modelagem do EPPA existe uma estrutura aninhada comum entre os setores de serviços, transportes, intensivos em energia e outras indústrias como pode ser visto na Figura 2. Insumos intermediários são considerados complementares perfeitos (Leontief), juntos com uma cesta de capital-trabalho-

energia (KLE), que por sua vez consiste em uma agregação de valor adicionado e energia.



**Figura 2 - Estrutura aninhada dos setores de serviços, transporte, intensivos em energia e outras indústrias.**

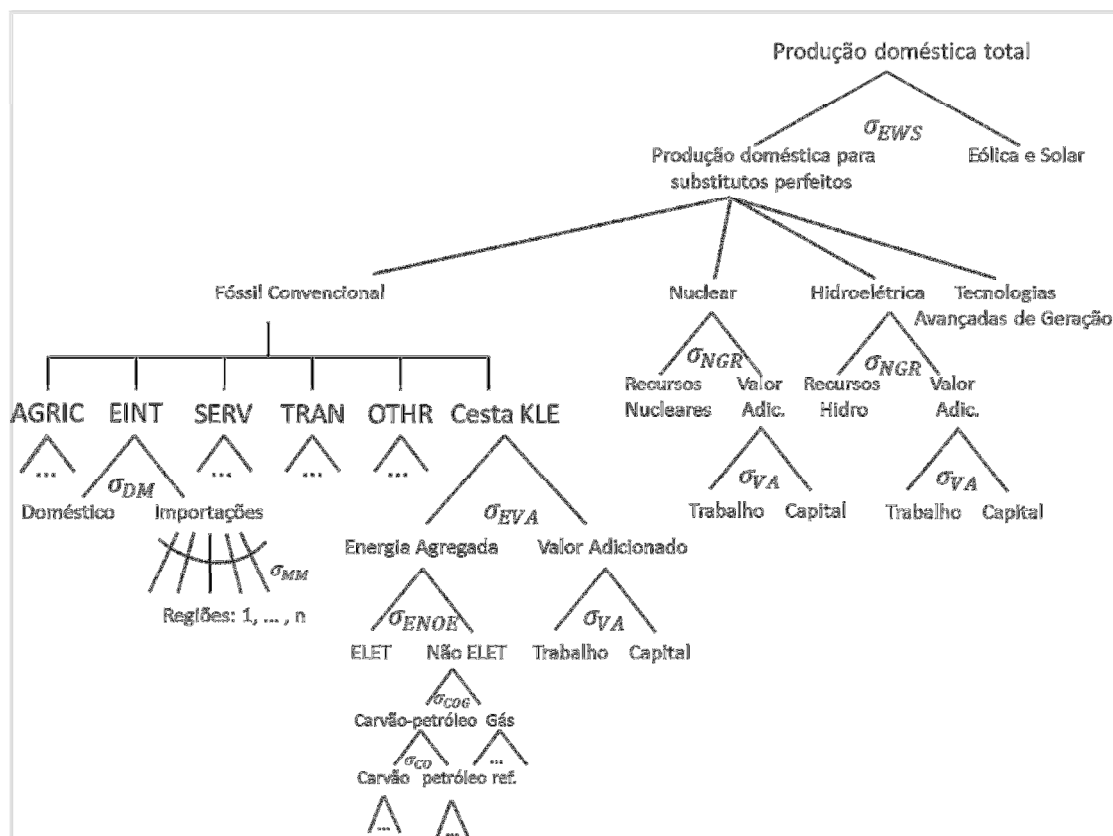
Fonte: Paltsev, et al. (2005). Elaboração própria

Um único ramo de combinação para combustíveis fósseis (carvão, petróleo e gás) e petróleo refinado aparentar limitar a flexibilidade. Contudo, como petróleo bruto não é utilizado diretamente em nenhum setor, exceto na produção de petróleo refinado, bem como carvão é utilizado unicamente apenas no setor de produção de bens intensivos em energia em muitos países, a elasticidade  $\sigma_{EN}$  é importante em determinar a substituição entre petróleo refinado e gás, permitindo flexibilidade entre esses insumos.

É importante destacar a estrutura aninhada para os bens importados. As importações de um determinado bem com origem em diferentes regiões são primeiramente combinadas como bens Armington sob a elasticidade  $\sigma_{MM}$ , ou seja, bens da mesma indústria provenientes de diferentes regiões são considerados substitutos imperfeitos, e posteriormente, o agregado de importações é combinado

com a produção doméstica do mesmo bem, sob a elasticidade  $\sigma_{DM}$ , de forma a criar uma cesta de bens ofertados dentro da região.

A estrutura do setor de produção de eletricidade, que pode ser observada na Figura 3, possui uma grande desagregação. No nível de geração há a possibilidade de diferentes tecnologias de geração, tanto as existentes no ano base (fóssil convencional, nuclear e hidroelétrica), quanto as que serão de uso futuro e que não estão disponíveis no ano base.



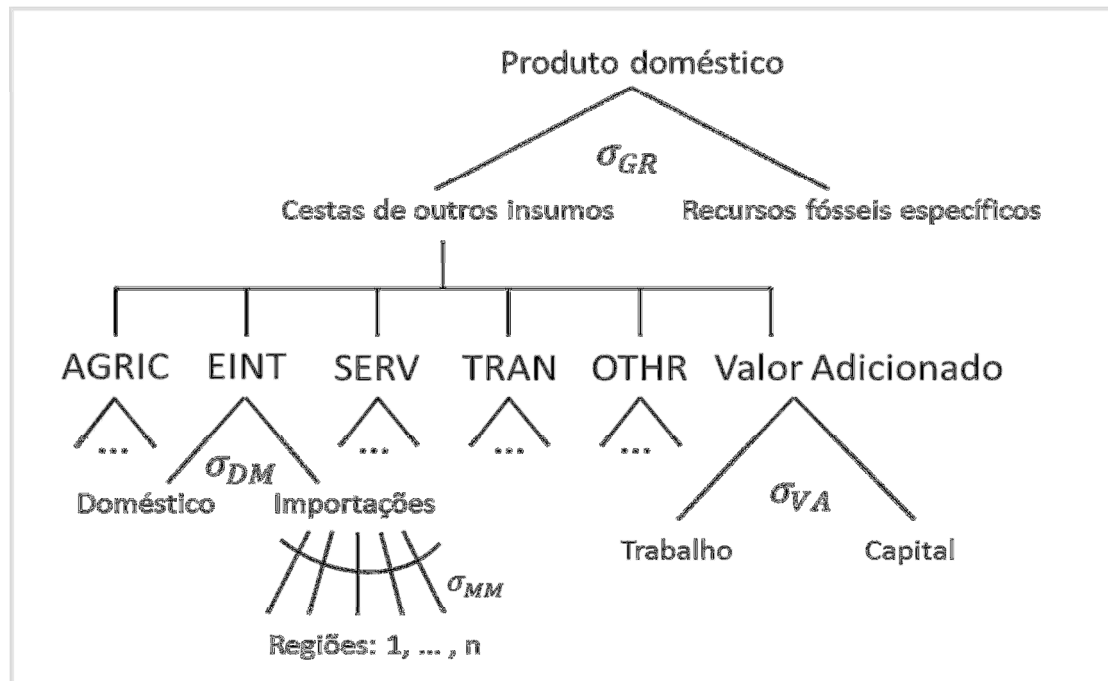
**Figura 3 - Estrutura dos setores de produção: Eletricidade.**

Fonte: Paltsev, et al. (2005). Elaboração própria

A maior parte das tecnologias avançadas é caracterizada como substituto perfeito ( $\sigma = \infty$ ) da tecnologia existente. A exceção é a tecnologia eólica e solar que possuem substituição limitada (elasticidade de substituição  $\sigma_{EWS}$ ). O ramo de energia fóssil convencional trata em conjunto as tecnologias de geração do carvão, do petróleo e do gás natural, relacionando-as por meio de substituição direta entre os combustíveis. Já as estruturas nuclear e hidroelétrica focam apenas no recurso em questão e na combinação capital-trabalho necessário.

A árvore tecnológica para os setores primários de energia pode ser observada na Figura 4 e inclui os recursos de combustíveis específicos (reservas de petróleo,

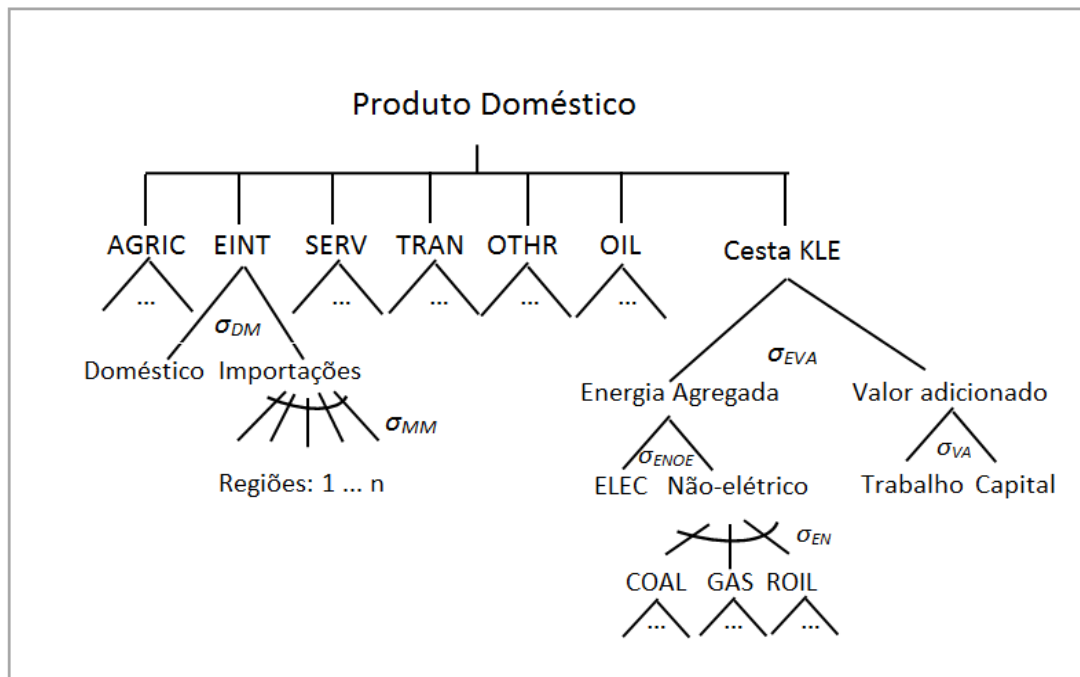
gás natural e carvão), em que as elasticidades de substituição controlam a sua oferta de curto prazo, ou seja, a taxa de produção do recurso. Os setores não utilizam combustíveis ou eletricidade, uma simplificação causada pela limitação de dados.



**Figura 4 - Estrutura aninhada dos setores primários de energia fóssil (carvão, petróleo e gás).**

Fonte: Paltsev, et al. (2005). Elaboração própria

O setor de petróleo refinado considera o petróleo bruto como insumo intermediário complementar para a geração de produtos de petróleo refinado, e não como parte da demanda por energia, como pode ser observado na Figura 5.



**Figura 5 - Estrutura aninhada do setor de petróleo refinado.**

Fonte: Paltsev, et al. (2005). Elaboração própria

As fontes de energia hidráulica e nuclear possuem estruturas mais simples, como foco nos recursos de capital e trabalho com dotações de fatores fixos específicas às regiões, o que permite a representação dos limites regionais de capacidade de expansão dessas tecnologias, e com uma elasticidade de substituição unitária (Cobb-Douglas), enquanto o valor adicionado e o fator fixo específico possuem substituição com elasticidade  $\sigma_{NGR}$ . Não são considerados insumos intermediários na produção dessas tecnologias.

### 3.2.4. Comércio Internacional

Petróleo bruto é tratado como um produto homogêneo no comércio internacional, estando sujeito a tarifas, impostos às exportações e margens de transporte. Por ser um bem homogêneo, todos os países e regiões se deparam com um único preço no mercado mundial.

Carvão, gás e petróleo refinado são considerados bens Armington, devido à diferenciação de produtos e qualidade. A pressuposição de Armington é menos adequada no caso do gás. Contudo, historicamente os mercados de gás natural têm sido nacionais ou regionais, uma vez que existem limites ao transporte por

gasodutos e os preços tendem a divergir dependendo do mercado regional analisado.

Todos os bens produzidos são comercializados nos mercados mundiais. O comércio de eletricidade, apesar de ser representado, é pouco comum na base de dados e apenas ocorre entre regiões de fronteira.

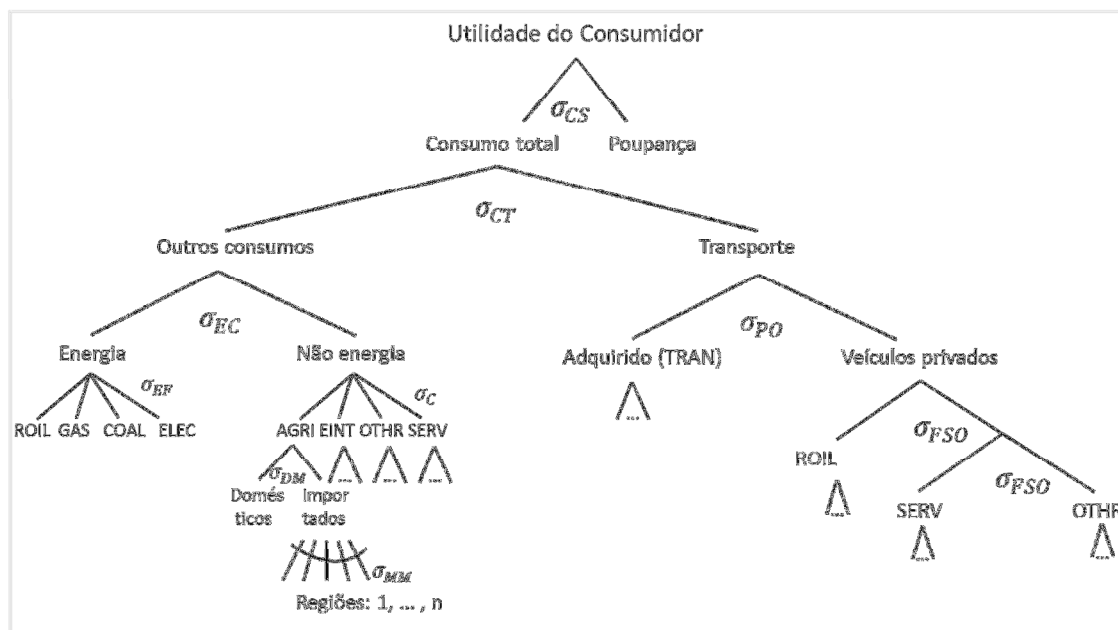
Por utilizar uma formulação de Armington, o EPPA possui uma representação explícita dos fluxos de comércio bilaterais de forma que as regiões sejam ao mesmo tempo exportadoras e importadoras de um bem em particular. Os fluxos bilaterais envolvem impostos de exportação, tarifas de importação e margens de transporte internacionais, explicitamente representadas no modelo.

### **3.2.5. Consumo**

O EPPA utiliza uma estrutura CES aninhada para descrever as preferências do consumidor representativo, como pode ser observado na Figura 6. A decisão consumo-investimento no modelo é endógena, já que a poupança entra diretamente na função utilidade, gerando uma demanda por poupança.

A estrutura aninhada considera um ramo para a energia e outro que capta o transporte das famílias. O ramo de energia exclui compras de combustíveis líquidos para o transporte das famílias, já que estes são considerados explicitamente no ramo de transporte, mas à direita da árvore tecnológica observada na Figura 6.





**Figura 6 - Estrutura aninhada do consumo das famílias.**

Fonte: Paltsev, et al. (2005). Elaboração própria

As elasticidades finais da demanda são mostradas na Tabela 3 abaixo.

**Tabela 3 - Elasticidades de substituição no consumo final no modelo EPPA**

Símbolo	Descrição	Valor
$\sigma_{EC}$	Energia - outro consumo	0,25
$\sigma_{EF}$	Entre combustíveis e eletricidade	0,4
$\sigma_{FSO}$	Petróleo refinado - Serviços/Outros	0,3
$\sigma_{CS}$	Consumo- Poupança	0,0
$\sigma_C$	Entre bens não energéticos	0,25-0,65
$\sigma_{CT}$	Transporte - outro consumo	1,0
$\sigma_{PO}$	Transporte próprio - comprado	0,2
$\sigma_{SO}$	Serviços - Outro	0,5

Fonte: Paltsev, et al. (2005). Elaboração própria

A Elasticidade entre insumos não energéticos para o consumo varia ao longo do tempo e de acordo com a região, sendo uma função do crescimento da renda per capita. A elasticidade  $\sigma_{FSO}$  aumenta ao longo do tempo. A participação do consumo em cada período também é atualizada em função do crescimento da renda per capita entre os períodos ANP (2007).

Na mensuração do bem-estar, consideram-se as mudanças no consumo agregado somente, excluindo a poupança para evitar dupla contagem ao longo do tempo, uma vez que a poupança é transformada em investimentos, que impactam a produção e o consumo no próximo período. O bem-estar é mensurado em termos de variação equivalente *Hicksiana*, que mede a mudança na renda do consumidor necessária para que este alcance, após uma mudança em preços relativos, o nível de utilidade inicial, em cada período do modelo.

No modelo EPPA, a parcela do gasto com cada bem em relação ao consumo total permanece constante, independente das mudanças na renda, já que a função de consumo CES utilizada é homogênea de grau um. Apesar de não ser consistente com tendências de longo-prazo, a propriedade de homogeneidade das funções CES é conveniente no modelo por simplificar a solução no algoritmo MPSGE. Para superar os limites dos retornos constantes de escala no consumo adota-se a abordagem de tornar as elasticidades e as parcelas de participação de bens e serviços no consumo dependentes da mudança na renda entre períodos, mas não dentro de um único período. Isso mantém a homogeneidade dentro de um período consistente com retornos constantes e capta a evolução do consumo em função da renda ao longo do tempo. As mudanças em elasticidades e parcelas ao longo do tempo foram estimadas por Lahiri, Babiker, & Eckaus (2000).

### **3.2.6. Fechamento do modelo**

O fechamento macroeconômico do modelo a cada período considera que a oferta total de cada fator de produção é constante e que os fatores, com exceção de uma parcela não maleável do capital, são móveis entre setores de uma mesma região, mas não entre regiões. O modelo assume que não há desemprego (a remuneração dos fatores se ajusta de acordo com as forças de oferta e demanda). O EPPA fixa as contas externas exogenamente e, gradualmente ao longo do horizonte de simulação, reduz os desequilíbrios da balança de capital existente. Essa hipótese tem como fundamento não admitir desequilíbrios perenes na balança comercial. Dessa forma, mudanças na taxa real de câmbio devem ocorrer a cada período para acomodar alterações no fluxo de exportações e importações.

O consumo do governo pode ser alterado a partir de mudanças nos preços dos bens e na receita dos impostos, que é impactada por mudanças no nível de atividade e no consumo.

### **3.2.7. Dinâmica do modelo**

Nos modelos dinâmicos-recursivos, como o EPPA, as decisões econômicas de otimização são realizadas a cada período considerando apenas os valores de preços e quantidades vigentes naquele período. Os resultados de equilíbrio gerados em um período são então utilizados como valores de referência para o processo de otimização do próximo período. Nesse sentido, em cada período, o modelo possui um processo estático de solução, na medida em que os agentes não se preocupam com valores ou tendências futuras esperadas para as demais variáveis.

A evolução do modelo no tempo é baseada em cenários de crescimento econômico resultantes do comportamento de consumo, poupança e investimentos e pressuposições exógenas sobre o aumento da produtividade do trabalho, da energia e da terra. O crescimento na demanda por bens e serviços produzidos por cada setor ocorre à medida que o produto e a renda aumentam.

O estoque de recursos limitados, como combustíveis fósseis, diminui à medida que são utilizados, forçando o aumento no custo de extração e beneficiamento dos mesmos. Setores que utilizam recursos renováveis, como a terra, competem pela disponibilidade de fluxos de serviços fornecidos pelos mesmos. Todos esses fenômenos, aliados às políticas ou choques simulados, determinam a evolução das economias e alteram a competitividade e participação das diferentes tecnologias ao longo do tempo e entre cenários alternativos. O desenvolvimento ou declínio de uma tecnologia em particular é determinado de forma endógena, de acordo com a competitividade relativa da mesma.

Como o cenário a ser estudado no caso do choque do pré-sal é de longo prazo, é importante detalhar os processos mais influentes na evolução do modelo no tempo, que incluem o acúmulo do capital, a disponibilidade futura de tecnologias alternativas, o crescimento da força de trabalho, a evolução na intensidade de uso de energia, o esgotamento de recursos e as mudanças estruturais no consumo.

#### **3.2.7.1. Evolução do capital**

A representação da evolução do capital através das decisões de poupança e investimento é o fator mais importante dos modelos CGE em relação à dinâmica da economia no tempo. Nos modelos dinâmico-recursivos, a poupança e investimento são baseados apenas em variáveis do período corrente, diferente dos modelos de otimização intertemporal, em que as decisões de poupança e investimentos

consideram todas as condições econômicas futuras, dadas como conhecidas pelos agentes. No modelo recursivo, a poupança em cada período se iguala ao investimento, que repõe a depreciação no período corrente e contribui para a formação de capital do próximo período.

O Investimento é representado por um setor produtivo específico. Esse setor produz um nível agregado de investimentos igual ao nível de poupança determinado pela função de utilidade do agente representativo. Esse investimento agregado é formado a partir de bens de capital fornecidos por cada setor da economia para investimentos (formação bruta de capital fixo mais variação de estoques), de acordo com a informação disponível nas matrizes de insumo-produto da base de dados do GTAP. A acumulação de capital é contabilizada a partir da adição dos investimentos ao estoque já existente, descontada a depreciação. A propensão marginal a poupar é mantida constante ao longo do tempo, evitando assim, choques relacionados aos ciclos econômicos.

O EPPA considera ainda uma sofisticação na representação da dinâmica do uso do capital, pela distinção entre capital maleável e não maleável, a fim de representar a dificuldade de se converter o capital de uma atividade em fator produtivo de uso alternativo em outro setor da economia no curto prazo. Apesar de ser geralmente ignorada nos modelos dinâmico-recursivos, essa representação da rigidez de curto prazo do capital é importante nessa classe de modelo, uma vez que a evolução da economia ano a ano não permite a flexibilidade de converter máquinas, equipamentos e edifícios de uma atividade em outra em curtos espaços de tempo. No caso dos setores de energia, a falta de maleabilidade do capital permite representar o longo tempo de maturação de investimentos nesse setor e a dificuldade de converter plantas e tecnologias uma vez colocadas em funcionamento.

Para representar a rigidez do estoque de capital, assume-se que a parcela maleável deste estoque em cada setor é descrita pelas funções CES apresentadas anteriormente. Isso significa que o capital pode substituir e ser substituído por outros insumos na função de produção. A parcela não maleável do capital é tratada através de uma função Leontief, que não permite a substituição entre insumos. As parcelas de capital não maleável e dos demais insumos na função de produção são definidas no momento que o capital é formado, refletindo a tecnologia vigente e em uso no momento da criação daquele capital. Essa formulação permite que o modelo

apresente respostas de curto e de longo prazo a partir de mudanças nos preços relativos. Dessa forma, a possibilidade de substituição de insumos em um único período, como resposta a mudanças em preços é uma combinação das possibilidades de substituição de longo prazo (dadas pela produção advinda do emprego do capital maleável) e da ausência de substituição no curto prazo (dada pelo produto gerado a partir do uso do capital não maleável). Com o desenvolvimento do modelo ao longo do tempo, o capital não maleável gerado em um determinado período anterior sofrerá depreciação e será substituído por novas parcelas de capital não maleável, que refletem as tecnologias em uso nos períodos mais recentes, oriundas das mudanças em preços relativos ao longo do tempo. Quanto maior a parcela da produção setorial originada do uso de capital não maleável, menores serão as possibilidades de substituição entre insumos naquele período, assim como menor será a capacidade de conversão do capital daquele setor em capital a ser empregado em outro setor qualquer, uma vez que o capital não maleável não pode ser realocado entre setores.

### **3.2.7.2. Disponibilidade de tecnologias alternativas – tecnologias *backstop***

Um importante elemento que define a evolução dos modelos dinâmicos é a representação de tecnologias que não estão em uso atualmente (ou são usadas em pequena escala), mas que podem tornar-se disponíveis no horizonte de simulação, como é o caso da tecnologia do pré-sal considerada neste estudo. O momento no tempo em que essas tecnologias tornar-se-ão disponíveis, também chamado de período de entrada, depende dos custos relativos dessas em relação aos custos das fontes convencionais. A Tabela 4 apresenta as opções de tecnologias avançadas representadas no modelo EPPA original. Um dos avanços do presente estudo, assim como realizado por Moraes (2013), é a inclusão da tecnologia do pré-sal no modelo como uma tecnologia *backstop* alternativa.

São consideradas três tecnologias como possíveis substitutas para os combustíveis fósseis convencionais: gás de carvão, produto de petróleo cru do xisto e combustível refinado da biomassa. Outras opções tecnológicas incluem a geração de energia elétrica eólica e solar, a partir da biomassa e do ciclo combinado de gás natural com e sem captura e sequestro de carbono. Os atributos específicos dessas tecnologias são determinados pelos parâmetros das funções CES aninhadas. A

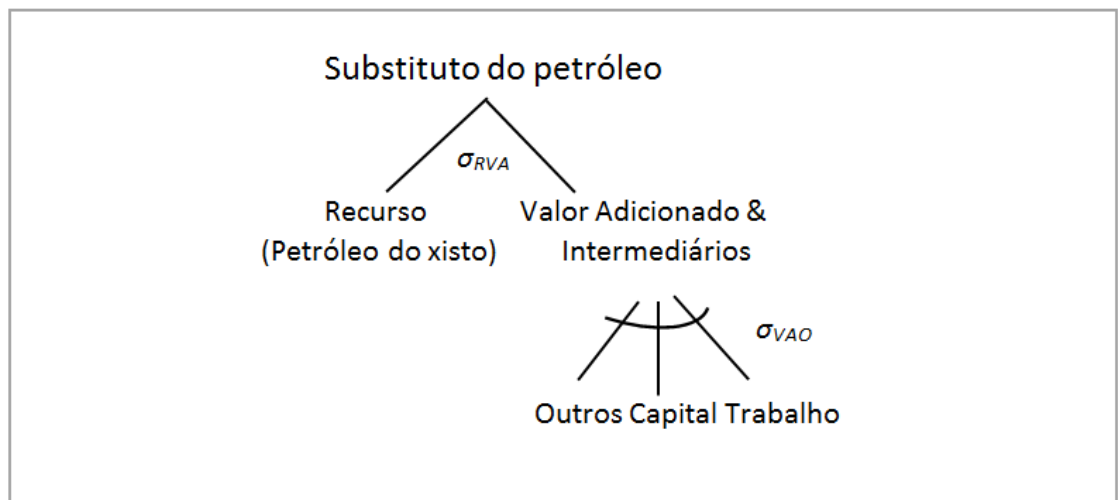
abordagem básica é similar à especificação dos outros setores da economia. Os insumos intermediários são uma combinação de domésticos e importados como nos demais setores apresentados anteriormente.

**Tabela 4 - Tecnologias alternativas disponíveis no EPPA**

<b>Tecnologia</b>	<b>Descrição</b>
Gaseificação de carvão	Converte carvão em um substituto perfeito para o gás natural.
Petróleo de xisto	Extraí e beneficia o betume de xisto, transformando-o em um substituto perfeito para o petróleo bruto.
Biocombustível de biomassa	Converte a biomassa em um substituto perfeito para petróleo refinado (segunda geração de combustíveis).
Eletricidade de biomassa	Converte biomassa em um substituto perfeito para eletricidade.
Eólica e solar	Converte a energia eólica e solar intermitente em um substituto imperfeito para eletricidade.
Gás avançado	Tecnologia de geração de eletricidade baseada no ciclo combinado de gás natural (CCGN) que converte gás natural em eletricidade.
Gás avançado com sequestro e captura de carbono	Tecnologia de ciclo combinado de gás natural que captura 90% ou mais do CO <sub>2</sub> produzido na geração de energia.
Carvão avançado com sequestro e captura de carbono	Ciclo combinado integrado de gaseificação do carvão (CCIG) que captura 90% ou mais do CO <sub>2</sub> produzido na geração de energia.

Fonte: Paltsev, et al. (2005). Elaboração própria

Neste estudo, o pré-sal é modelado como uma tecnologia *backstop* de maneira similar ao petróleo de xisto (substituto perfeito para o petróleo bruto). A estrutura de petróleo de xisto pode ser observada na Figura 7. O recurso específico é o conteúdo estimado das reservas de xisto.



**Figura 7 - Estrutura de produção de petróleo de xisto.**

Fonte: Paltsev, et al. (2005). Elaboração própria

A tecnologia de biocombustível, que representa o setor de etanol no modelo, tem a mesma estrutura do petróleo de xisto, porém, o recurso específico é a terra. Além disso, os recursos do xisto são esgotáveis, enquanto o recurso terra é considerado renovável e sua produtividade aumenta de maneira exógena com o tempo. A produção de eletricidade a partir da biomassa também utiliza o fator terra, porém sua árvore tecnológica difere da de biocombustível por incluir um fator fixo específico que controla o ritmo de entrada dessa tecnologia e limita a sua expansão a taxas maiores do que seria esperado na prática. Já a tecnologia de gaseificação do carvão inclui insumos intermediários no ramo superior e a matéria-prima carvão, considerados complementares (Leontief) à cesta de valor adicionado.

As tecnologias avançadas de geração de eletricidade a partir de combustível fóssil representam: a tecnologia de ciclo combinado de gás natural sem sequestro de carbono; a mesma tecnologia com sequestro e captura de carbono; e uma tecnologia integrada de gaseificação de carvão com sequestro e captura de carbono. A estrutura produtiva elaborada dessas tecnologias inclui ramificações separadas para descrever o custo de transmissão e distribuição (T&D), de geração e de sequestro. Em contraste, nas demais tecnologias elétricas avançadas, como eletricidade de biomassa e eólica, os custos de transmissão e distribuição estão implicitamente inclusos no capital, trabalho e na cesta de outros insumos. Outra diferença dessa representação é que as permissões de carbono entram em um ramo da estrutura CES. Essa estrutura permite representar que, para aumentar a

taxa de captura e sequestro de carbono, mais de todos os insumos para a geração e sequestro de carbono serão utilizados conforme o preço do carbono aumenta. Essas tecnologias também incluem fatores fixos adicionais no topo da representação que permitem representar os custos de ajustamento que ocorrem no desenvolvimento de novos setores nas economias.

A Tabela 5 apresenta as parcelas de participação dos diferentes insumos nas tecnologias descritas anteriormente, bem como o fator de *mark-up*, ou custo relativo estimado em relação à tecnologia tradicional com a qual a tecnologia alternativa deve competir. Assim como na representação das tecnologias convencionais, a habilidade de substituição entre os insumos em resposta a mudanças nos preços relativos é controlada pelas elasticidades de substituição, conforme apresentadas na Tabela 6. No caso da tecnologia de *backstop* a ser adicionada, esses valores estão descritos no Capítulo 4.

**Tabela 5 - Mark-ups e parcelas de custos com insumos para as tecnologias alternativas**

Tecnologia	Mark-up	Parcela de Insumos e Fatores							
		Recursos	Outros	Capital	Trabalho	Fator fixo			
Gás de carvão	3,5-4,0	0,4	0,1	0,3	0,2	--			
Petróleo de xisto	2,5-2,8	0,1	0,3	0,4	0,3	--			
Biocombustível	2,1	0,1	0,18	0,58	0,14	--			
Bio-eletricidade	1,4-2,0	0,19	0,18	0,44	0,14	0,05			
Eólica & Solar	1,0-4,0	0,05	0,25	0,4	0,25	0,05			
		Fator fixo	Capital (Geração)	Trabalho (Geração)	Capital (T&D)	Trabalho (T&D)	Capital (seq.)	Trabalho (seq.)	Combustível
Gás avançado	0,94	0,01	0,19	0,05	0,2	0,11	0	0	0,45
Gás av. com SCC	1,16	0,01	0,18	0,07	0,15	0,05	0,05	0	0,5
Carvão av. com SCC	1,19	0,01	0,33	0,1	0,21	0,07	0,18	0,11	0,21

Fonte: Paltsev, et al. (2005). Elaboração própria



**Tabela 6 - Elasticidades de substituição de insumos nas tecnologias alternativas**

<b>Símbolo</b>	<b>Tecnologia</b>	<b>Valor</b>	<b>Insumos</b>
$\sigma_{RVA}$	Petróleo de xisto	0,5	Recurso-valor adicionado / outro
$\sigma_{RVA}$	Bio-elétrica	0,3	Recurso-valor adicionado / outro
$\sigma_{RVA}$	Biocombustível	0,1	Recurso-valor adicionado / outro
$\sigma_{RVA}$	Eólica & solar	0,02-0,06	Recurso-valor adicionado / outro
$\sigma_{FVA}$	Bio-eletricidade	0,4	Fator fixo-valor adicionado / outro
$\sigma_{FVA}$	Eólica & solar	0,6	Fator fixo-valor adicionado / outro
$\sigma_{FVA}$	NGCC, NGCC& IGCC com sequestro	0,1	Fator fixo-valor adicionado / outro
$\sigma_{VAO}$	Petróleo de xisto	0,2	Trabalho-capital-outro
$\sigma_{VAO}$	Biocombust. & eletricidade, eólica & solar	1	Trabalho-capital-outro
$\sigma_{VA}$	Aplicada à gaseificação do carvão	0,5	Capital-trabalho
$\sigma_{GVA,SV,TD}$	Geração, transmissão e sequestro	0,8	Capital-trabalho
$\sigma_{PT}$	NGCC & IGCC com sequestro	1	Créditos de emissões

Fonte: Paltsev, et al. (2005). Elaboração própria

Os fatores fixos atribuídos para cada nova tecnologia são específicos. Como descrito em Jacoby, Reilly, McFarland & Paltsev (2004), as taxas de penetração observadas para uma tecnologia nova em geral mostram uma penetração gradual. O modelo EPPA permite replicar tal comportamento atribuindo ao agente representativo uma quantidade limitada de recurso fixo inicial, sendo que essa dotação aumenta como uma função do produto do período anterior. A capacidade de expansão é, então, restringida em qualquer período pela quantidade do recurso e pela capacidade de substituir outros insumos por este. Como o produto aumenta ao longo do tempo, a dotação deste cresce, reduzindo a limitação na capacidade de expansão. A intuição por trás dessa especificação é de que a nova indústria possui recursos escassos de engenharia para construir plantas produtoras da tecnologia nova. Havendo demanda para expansão de capacidade, as firmas com essa

dotação gerarão retorno. Assim, essas firmas ganham experiência e expandem a dotação do fator fixo para períodos futuros.

### **3.2.7.3. Outros fatores que determinam a dinâmica do modelo**

Outros fatores importantes que influenciam a evolução do modelo no tempo estão relacionados com a representação do aumento da força de trabalho, mudanças na produtividade dos fatores e insumos, mudanças nos padrões de consumo a partir da evolução da renda e esgotamento dos recursos naturais.

O crescimento da força de trabalho é definido exogenamente, composto pelos efeitos separados do crescimento populacional e da produtividade do trabalho. O crescimento populacional baseia-se na tendência de longo prazo das estimativas das Nações Unidas United Nations (UN, 2000) e (UN, 2011). A produtividade do trabalho, por sua vez, é especificada de forma a permitir a reprodução de níveis de produto interno bruto nas regiões do modelo em concordância com valores observados e previsões do FMI e Banco Mundial.

A mudança tecnológica exógena é outra fonte importante de crescimento da economia considerada no modelo EPPA. Jacoby, Reilly, McFarland, & Paltsev (2004) destacam dois tipos de mudanças tecnológicas exógenas presentes no modelo. Na primeira assume-se um incremento exógeno na produtividade do trabalho, levando-se em conta previsões sobre o crescimento da população e da produtividade do trabalho como citado anteriormente, bem como na oferta de recursos naturais, através de aumentos na produtividade da terra e de descobertas de novas fontes de recursos naturais.

A segunda forma de considerar a mudança tecnológica exógena é através da redução do uso de insumos por unidade de produto ao longo do tempo. Essa representação de mudança tecnológica é considerada, no caso de insumos energéticos, em modelos que se preocupam com o aumento autônomo da eficiência de energia (*energy efficiency improvement index* – AEEI). O AEEI é uma representação da mudança no uso de energia ao longo do tempo que não está relacionada a mudanças em preços. Baseia-se na observação de que há uma redução na quantidade de energia por unidade de PIB à medida que aumenta o PIB *per capita* do país. Tal aumento na eficiência do uso de energia não é induzido por preços, mas sim por mudanças tecnológicas na demanda por energia. No modelo EPPA, a evolução do AEEI baseia-se nas estimativas de Paltsev, et al. (2005), que evidencia trajetórias diferenciadas para cada região.

Outro aspecto importante da dinâmica das economias é o padrão de mudança no consumo ao longo do tempo. Há forte evidência empírica de redução da participação de alimentos e produtos básicos e aumento da participação de serviços nos gastos dos consumidores à medida que a renda *per capita* cresce. Este fenômeno também é representado no modelo EPPA através de mudanças nas elasticidades e nas parcelas de participação de bens e serviços no consumo em função de mudança na renda entre períodos do modelo, seguindo as estimativas de Lahiri, Babiker & Eckaus (2000).

Por fim, o processo de esgotamento dos recursos naturais também é outro fato de importância que afeta a trajetória das economias ao longo do tempo. O modelo EPPA considera três tipos de recursos fósseis individualmente, rastreando em unidades físicas as reservas de petróleo, de carvão e de gás mineral. Tais recursos são modelados como possuindo diferentes graus de qualidade, o que implica em aumento de custo de extração conforme a redução da sua quantidade. Ao longo do tempo, reduz-se o estoque de recursos energéticos regionais pela quantidade equivalente à extraída para a produção física do combustível no período anterior. Como o EPPA é resolvido recursivamente de cinco em cinco anos, o esgotamento do recurso é aproximado nos anos intermediários.

Em suma, os processos descritos, bem como as políticas e choques simulados determinam a evolução das economias no tempo, alterando a competitividade e participação das diversas tecnologias e o crescimento econômico das regiões.

#### 4. CENÁRIOS SIMULADOS

O presente capítulo apresenta o detalhamento dos cenários simulados neste estudo. Modificou-se o modelo EPPA original para que o pré-sal pudesse ser tratado como uma tecnologia *backstop*, o que torna o resultado da produção do pré-sal endógeno no modelo, como resultante das forças de oferta e demanda por recursos energéticos e competição entre fontes alternativas para investigar os impactos de longo prazo da produção do pré-sal sobre a economia brasileira, especificamente sobre o setor de etanol. Foram simulados diversos cenários alterando o nível de *mark-up* de custo dessa nova tecnologia em relação à tecnologia de extração de petróleo convencional, além de hipóteses sobre a participação de capital e trabalho nos custos de extração do pré-sal. Além disso, foram estabelecidos níveis de subsídios à produção ou ao uso do capital no setor, caso esse recurso não se torne competitivo a ponto de gerar os volumes de produção compatíveis com as metas do Plano de Negócios e Gestão Petrobras (2015) até 2020. Os cenários simulados foram comparados com o cenário BAU (*Business As Usual*), que representa a trajetória da economia projetada pelo modelo EPPA sem considerar a produção do pré-sal, porém ajustado para reproduzir a produção de petróleo nacional até 2010<sup>4</sup> e a diferença entre os cenários simulados e BAU representa o efeito do pré-sal considerando as hipóteses assumidas em cada modelo. A seção 5 explora os resultados das simulações e indica os impactos da exploração do pré-sal sobre a economia brasileira, sobre o setor de etanol, além de uma simulação dos impactos da política de controle de preço da gasolina no Brasil no período de 2011 a 2014.

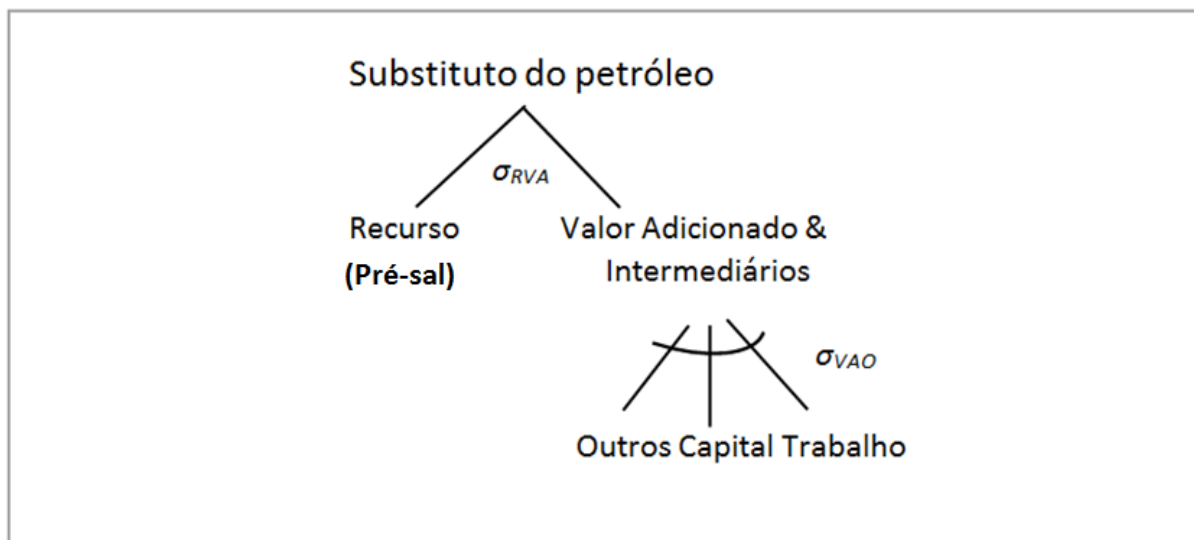
Essa modelagem teve como base, com adaptações necessárias para o caso brasileiro, os trabalhos de Choumert, Paltsev & Reilly (2006) e Chan, Reilly, Paltsev & Chen (2012). Choumert, Paltsev & Reilly (2006), que alteraram o modelo EPPA original para aprimorar o setor de petróleo e refino, desagregando o produto do refino, considerado uma só *commodity* para três tipos de combustíveis (gás liquefeito de petróleo, gasolina e óleo diesel) no EPPA original e duas categorias de resíduo de refino (coque de petróleo e óleos combustíveis pesados). Além disso, também modificaram o setor para permitir a conversão dos óleos combustíveis

---

<sup>4</sup> Foi necessário calibrar o modelo base já que a produção brasileira de petróleo em 2010 foi realizada já sob o conhecimento do pré-sal e portanto, seria maior que o projetado em um cenário onde não haveria a existência desse recurso.

pesados em combustíveis que podem ser utilizados em transporte. Ainda, no EPPA original, a segunda geração de biocombustível era modelada como uma tecnologia *backstop* que produz um substituto perfeito ao petróleo refinado, porém os autores modificaram o modelo para que representasse diferentes tipos de biocombustíveis, que são substitutos para a gasolina e diesel. Isso permite a análise específica do setor de etanol e os possíveis impactos que se deseja analisar no presente trabalho. Não obstante, a modificação mais relevante para esse estudo foi a introdução de novas tecnologias de produção de petróleo de fontes não convencionais. Assim, desagregaram-se as reservas de petróleo não convencional, como a areia betuminosa no Canadá e o petróleo extra pesado na Venezuela, das reservas de petróleo bruto convencional e foram calculados parâmetros econômicos e formularam-se hipóteses sobre as características dessas tecnologias. O trabalho de Chan, Reilly, Paltsev & Chen (2012) utiliza o modelo EPPA modificado por Choumert, Paltsev & Reilly (2006) e desagrega a produção de petróleo a partir da areia betuminosa para que represente duas tecnologias distintas (mineração de superfície e projetos *in situ*).

A fim de modelar o pré-sal como uma tecnologia *backstop* agregou-se ao modelo EPPA original um setor de produção específico para o pré-sal, conforme descrito na Figura 8. Esse setor produz petróleo bruto através do recurso fóssil extraído do pré-sal e sua produção é considerada um substituto perfeito ao petróleo bruto convencional, podendo também ser exportado ou utilizado no setor de refino brasileiro. Em função da carência de dados e estimativas detalhadas sobre os custos de extração e produção do pré-sal, além do argumento de segredo empresarial, as elasticidades de substituição utilizadas para esse setor são as mesmas consideradas no setor de produção de areia betuminosa ( $\sigma_{RVA} = 0,5$  e  $\sigma_{VAO} = 0,2$ ) do trabalho de Choumert, Paltsev, & Reilly (2006). A fim de reduzir as incertezas sobre tais elasticidades, Moraes (2013) realizou uma análise de sensibilidade para verificar o impacto da primeira elasticidade sobre os resultados e não encontrou mudanças relevantes nos seus resultados oriundos de variações nessa elasticidade.



**Figura 8 - Setor de produção do pré-sal.**

Fonte: Adaptação do setor de produção de petróleo de areia betuminosa de Choumert, Paltsev & Reilly (2006)

O modelo também considera a reserva tecnicamente recuperável estimada no pré-sal<sup>5</sup> para a qual se pretende construir diversos cenários de custos de produção entre o pré-sal e a de petróleo convencional. Conforme já descrito na Introdução, os custos do pré-sal possuem elevado grau de incerteza e carecem de informações transparentes e precisas, justificando a análise com diversos cenários de *mark-up* e subsídio. Com base nas informações obtidas de Brasil (2009), Lima (2010), Nunes & Pita (2015), Ramalho (2015), Pacca, Moreira & Parente (2014) e Opec (2015) foram estimados cenários considerando diversos níveis de *mark-up* de custo da nova tecnologia do pré-sal em relação ao recurso convencional. Em função das incertezas e divergências do real custo de extração do pré-sal, foram estimados cenários com *mark-up* de 10%, 25%, 50% e 75%. Quanto à composição de insumos e fatores produtivos na tecnologia de extração, Choumert, Paltsev & Reilly (2006) ajustaram as porcentagens de capital e trabalho nos custos de produção de areia betuminosa com base em hipóteses sobre a composição das despesas de capital (CAPEX) e despesas operacionais (OPEX) desse recurso. Em função da indisponibilidade de informações disponíveis sobre a composição do CAPEX e OPEX do pré-sal, foram utilizadas as mesmas porcentagens de capital e trabalho nos custos da produção do

<sup>5</sup> Foi considerada uma reserva de petróleo de 70 bilhões de barris tecnicamente recuperáveis Lacerda (2009) convertidas para EJ, unidade de energia utilizada pelo EPPA.

pré-sal<sup>6</sup>. O trabalho de Choumert, Paltsev & Reilly (2006) também introduziu uma curva de restrição ao fator fixo de areia betuminosa para ajustar o seu desenvolvimento aos níveis previstos. Na ausência dessa restrição, uma vultosa quantidade do recurso seria extraída assim que a função de produção *backstop* fosse ativada (a partir de 2000 no modelo), uma vez que essas reservas já seriam economicamente viáveis no Canadá. Entretanto, para o caso do pré-sal, essa restrição não foi necessária. Calibrou-se a quantidade inicial de reserva de recurso fóssil disponível e introduziu-se uma curva de aprendizado tecnológico representada por uma redução gradual no *mark-up*<sup>7</sup>, um avanço em relação às simulações realizadas por Moraes (2013). Para reproduzir o cenário de acordo com o Plano de Negócios e Gestão 2015-2019 da Petrobras (2015) faz-se necessária a introdução de um subsídio à produção do pré-sal, uma vez que a tecnologia de extração da camada pré-sal é mais intensiva em recursos e, portanto, mais cara que a extração das reservas tradicionais. A introdução de subsídios é a forma mais próxima de representar o esforço de captação de recursos por parte da Petrobras para investimentos no pré-sal, resultando em atração de recursos, em parte recursos públicos, através das várias formas de desonerações, incentivos fiscais, subsídios e regulação (conteúdo nacional), recursos esses que estariam disponíveis para serem utilizados em outro setor da economia, caso não existisse o pré-sal. Ou seja, para permitir que o modelo gerasse alguma produção do recurso do pré-sal em um período anterior ao que se realizaria de maneira endógena, caso somente a competitividade do pré-sal e seus custos de oportunidade frente ao recurso convencional fossem considerados, foi introduzida em um dos cenários uma curva de subsídios<sup>8</sup>, a fim de reproduzir as metas, já recentemente revisadas para baixo, de produção de petróleo pela Petrobras, com base no mais recente Plano de Negócios 2015-2019 Petrobras (2015).

A fim de analisar o impacto da exploração do pré-sal sobre o setor de etanol, foi realizada uma comparação entre a produção esperada de etanol em cada cenário, em relação à produção no cenário desconsiderando a exploração do pré-sal

---

<sup>6</sup> O trabalho de Moraes (2013) realizou uma análise de sensibilidade deste parâmetro e não encontrou alterações relevantes nos principais resultados.

<sup>7</sup> O modelo considera uma redução do *mark-up* de 5% a cada interação do modelo a partir de 2015, ou seja, uma curva de aprendizagem que reduz os custos em aproximadamente 1% ao ano.

<sup>8</sup> No cenário *mkp 50% com subsídio* considerou-se um subsídio à produção/investimento no setor de petróleo do pré-sal de 41% a partir de 2015, 47% a partir de 2020, reduzindo-se para 40% a partir de 2030 e reduzindo-se gradativamente a cada período até chegar a zero.

(*Business as Usual*). Por fim, para analisar o cenário de política de controle de preços da gasolina que vigorou entre 2011 e 2014, foi introduzido um subsídio ao consumo de gasolina no Brasil, correspondente a uma redução de 15% no preço desse derivado, equivalente à defasagem média do preço doméstico versus o preço internacional, neste período. O choque no modelo é realizado entre o período de 2011 a 2015, uma vez que o modelo é estimado a cada cinco anos. A introdução de um subsídio ao invés de um controle direto sobre o preço da gasolina domesticamente foi considerado mais adequado, uma vez que o controle de uma variável endógena, como o preço da gasolina no mercado doméstico no modelo, não permite capturar o subsídio implícito associado a essa política de controle preço.

Em suma, os cenários simulados no presente trabalho são:

- **BAU:** cenário sem a presença o setor de pré-sal no modelo;
- **mkp 75%:** cenário com a presença do pré-sal, com 75% de *mark-up* de custo em comparação ao petróleo convencional e uma curva de aprendizado que reduz tal custo em cerca de 1% ao ano;
- **mkp 50%:** cenário com a presença do pré-sal, com 50% de *mark-up* de custo em comparação ao petróleo convencional e uma curva de aprendizado que reduz tal custo em cerca de 1% ao ano;
- **mkp 25%:** cenário com a presença do pré-sal, com 25% de *mark-up* de custo em comparação ao petróleo convencional e uma curva de aprendizado que reduz tal custo em cerca de 1% ao ano;
- **mkp 10%:** cenário com a presença do pré-sal, com 10% de *mark-up* de custo em comparação ao petróleo convencional e uma curva de aprendizado que reduz tal custo em cerca de 1% ao ano;
- **mkp 50% com subsídio:** cenário com a presença do pré-sal, com 50% de *mark-up* de custo em comparação ao petróleo convencional, uma curva de aprendizado que reduz tal custo em cerca de 1% ao ano e uma curva de subsídios aos investimentos para tornar o pré-sal competitivo na presente década, de forma a reproduzir a produção projetada no Plano de Negócios e Gestão 2015-2019 da Petrobras;
- **controle de preços:** cenário com a política de controle de preços domésticos da gasolina, com introdução de subsídio a fim de simular uma redução do preço doméstico médio de 15% em relação à variação do preço internacional (ajustado pela variação do câmbio) para o período 2011 a 2015.

As diferenças nos resultados gerados pelo modelo entre os cenários do pré-sal em relação ao cenário BAU representam os efeitos do pré-sal, considerando as



hipóteses assumidas. A diferença entre o cenário de controle de preços e o cenário BAU representam os efeitos da política de controle de preços da gasolina, também considerando as hipóteses assumidas.

## 5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

O presente capítulo discorre sobre os resultados obtidos a partir dos cenários simulados descritos na seção anterior. Os resultados são apresentados inicialmente por seus impactos macroeconômicos de longo prazo, posteriormente os impactos setoriais e sobre o preço internacional do petróleo. A partir desses resultados, é analisado o impacto mais especificamente sobre o setor de etanol e, por fim, são analisados os resultados da política de controle de preços da gasolina. Quanto aos impactos macroeconômicos, destaca-se o impacto sobre o PIB e sobre os componentes da demanda agregada doméstica, ou seja, consumo, investimento e gastos do governo. Primeiramente será analisada a dinâmica do pré-sal e os cenários de *mark-up*, posteriormente será analisado o cenário da política de controle de preços da gasolina.

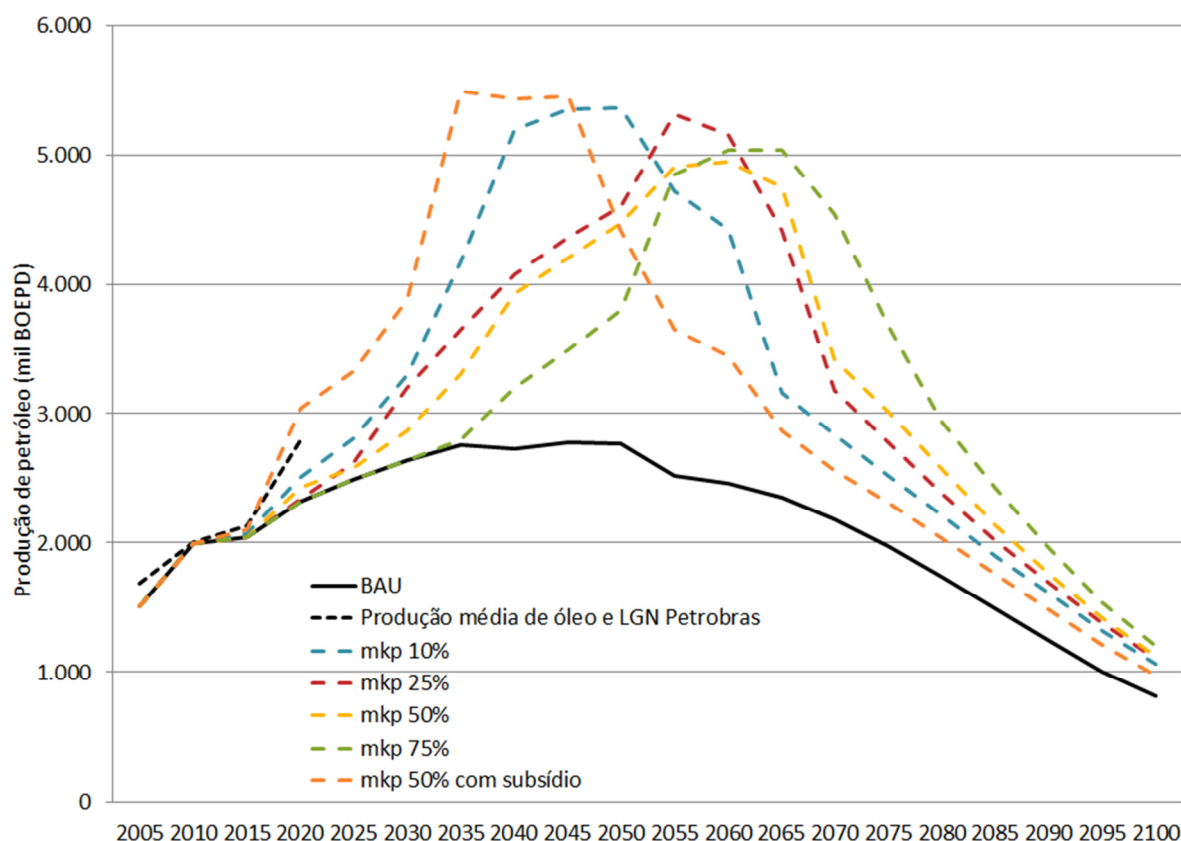
### 5.1. Impactos econômicos do desenvolvimento do pré-sal na economia brasileira

A produção doméstica de petróleo nos cinco cenários simulados é apresentada na Figura 9. A produção de petróleo no cenário BAU é bastante próxima à produção efetiva observada nos últimos anos. Na ausência da exploração do petróleo do pré-sal, o modelo projeta que a produção total de petróleo no Brasil atingirá o pico equivalente de 2,8 milhões de barris de petróleo equivalente por dia em 2045 e inicia processo de declínio em diante devido à gradual exaustão das reservas. Ao adicionar as reservas do pré-sal no modelo, a produção nacional de petróleo pode atingir até 5,5 milhões de barris de petróleo equivalente por dia, dependendo do nível de *mark-up* considerado. Isso é equivalente a aproximadamente metade da produção da Arábia Saudita em 2014, historicamente um dos maiores produtores mundiais de petróleo.

A Figura 9 também apresenta a projeção de produção de petróleo estipulado no último Plano de Negócios e Gestão 2015-2019 da Petrobras até o ano de 2020 Petrobras (2015), em que prevê um aumento da produção de petróleo dos atuais 2,1 milhões de barris de petróleo equivalente por dia em 2015 para 2,8 milhões em 2020. Os cenários *mkp 10%* e o cenário *mkp 50% com subsídio* são os mais próximos de reproduzir essa curva projetada pela Petrobras. O cenário *mkp 10%* é bastante otimista quanto ao custo de exploração do petróleo do pré-sal, de apenas 10% mais oneroso que a extração de petróleo convencional, abaixo das estimativas

divulgadas nos diversos trabalhos e fontes analisadas e mesmo assim, sua trajetória até 2020 é um pouco inferior à meta de produção da Petrobras. Já o cenário *mkp 50% com subsídio* assume uma curva de subsídios ao investimento em capital no pré-sal, calibrado para atingir os níveis de produção esperados pela Petrobras. A produção de petróleo em 2015 em todos os cenários é similar ao que se produz atualmente nos campos do pré-sal e nos campos convencionais. Com base nas estimativas de custo disponíveis, acredita-se que as calibrações de *mark-up* nos cenários *mkp 50%* e *mkp 75%* são as que melhor representam a realidade de custos da extração do pré-sal. Uma evidência importante é que, considerando tais cenários mais realistas, a produção de petróleo no pré-sal se torna competitiva apenas a partir de 2025 no cenário *mkp 50%* e a partir de 2035 no cenário *mkp 75%*, caso as forças de mercado operem livremente na produção de petróleo e derivados e nos investimentos para o setor. Tais resultados sugerem que os esforços e capital empenhados em se extrair tais reservas com a máxima celeridade pode não ser considerada a melhor estratégia, em termos de *timing* e custos de oportunidade envolvidos, dadas as condições globais de preço, produção e reservas.

As trajetórias contidas na Figura 9 indicam que, para gerar uma produção de petróleo compatível com as metas de produção da Petrobras nos próximos anos, será necessária a introdução de incentivos, considerados como subsídios aos investimentos de capital e à produção de pré-sal no modelo, que transferem recursos produtivos e capital para o setor do pré-sal. Nesta situação, recursos escassos, principalmente capital, são transferidos no médio e longo prazo, de outros setores para o setor do pré-sal. Essa realocação forçada, gerada pela introdução do subsídio, em comparação à alocação anterior, gerada pela livre atuação das forças de mercado, impacta o produto agregado da economia, entre outras consequências.



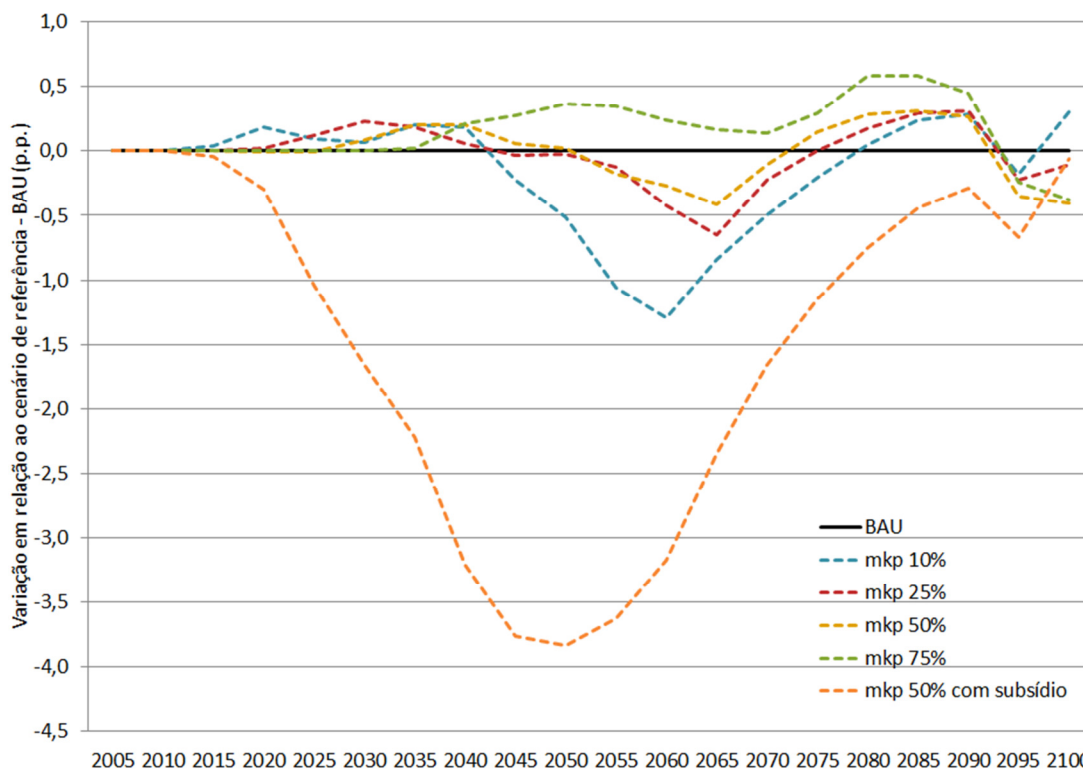
**Figura 9 - Produção de petróleo doméstica nos cenários simulados.**

Fonte: Elaboração própria

A Figura 10 mostra a trajetória da variação do PIB entre os diversos cenários simulados em relação ao cenário de referência BAU. É importante notar que impactos negativos não necessariamente significam retração do PIB, mas que o crescimento será menor que no cenário de referência BAU. Nota-se que o impacto do pré-sal sobre o PIB, com exceção do cenário *mkp 75%*, é predominantemente negativo ao longo de todo o período analisado e piora na medida em que o *mark-up* é reduzido. O maior impacto negativo no PIB se dá no cenário com a introdução da curva de subsídios, alcançando um efeito negativo máximo de aproximadamente 4% do PIB que seria observado no cenário de referência BAU em 2055. Os efeitos negativos sobre o PIB observados no cenário *mkp 50% com subsídio* se devem predominantemente à distorção da alocação de investimentos e fatores primários provenientes dos incentivos (subsídios) introduzidos ao setor do pré-sal. Já os efeitos negativos sobre o PIB observados nos cenários *mkp 10%*, *mkp 25%*, *mkp 50%* podem ser creditados principalmente a indícios de doença holandesa, como evidências encontradas por Haddad & Giuberti (2011), Magalhães & Domingues

(2012) e Moraes (2013), uma vez que a exploração do pré-sal e a posterior exportação do recurso energético pode gerar uma sobre-apreciação da taxa real de câmbio que resultaria em perda de competitividade e produção dos demais setores da economia, tendo um efeito agregado negativo em termos de PIB. Evidências desse fenômeno serão apresentadas mais adiante, quando da apresentação dos resultados sobre fluxos comerciais e valor das exportações de petróleo bruto.

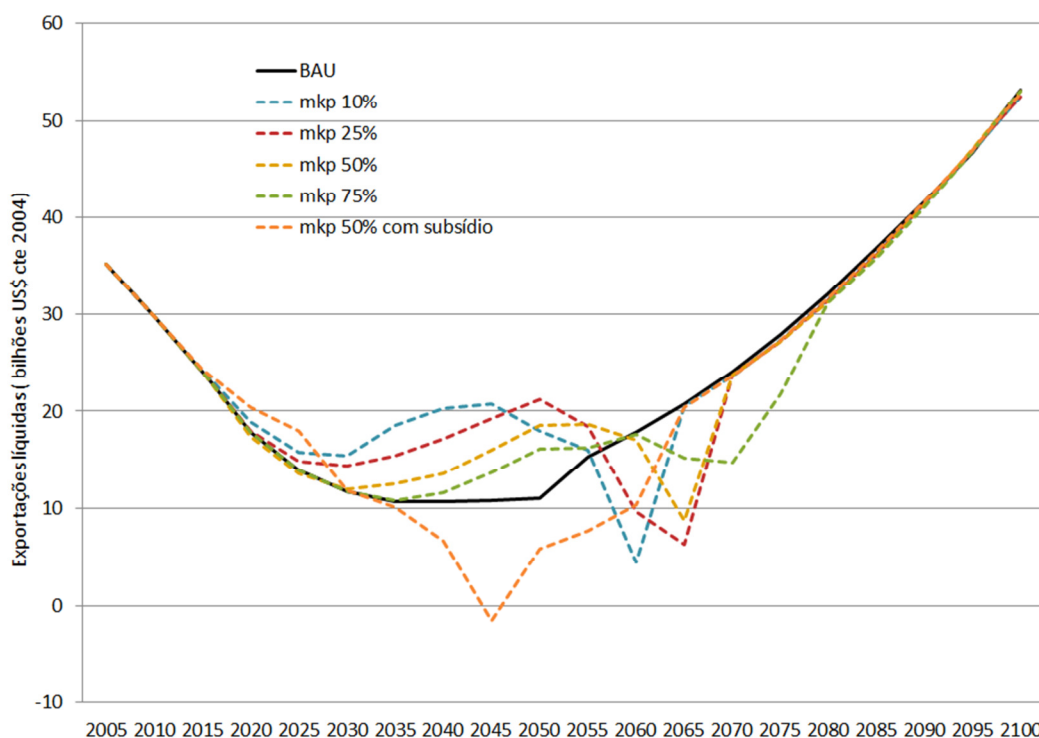
No cenário de *mkp 75%*, a exploração do pré-sal tem início após 2035 e possui efeitos positivos sobre o PIB ao longo da maior parte do período analisado e o impacto começa a ter efeito no momento em que a produção no pré-sal se torna competitiva, resultado do aumento da disponibilidade de recursos energéticos não-renováveis, provavelmente em um período em que o petróleo torna-se mais escasso no mundo e a exploração do pré-sal torna-se mais rentável. Nota-se também um aspecto temporal importante dos impactos dos cenários no PIB. Em todos os cenários sem subsídio o PIB aumenta nos primeiros anos de produção do pré-sal, em relação ao cenário *BAU*, uma vez que a exploração desse recurso se torna competitiva, porém, declina gradualmente posteriormente, na medida em que o setor de petróleo cresce, ocupando maior peso na economia e drenando mais capital e trabalho dos demais setores, que aos poucos perdem competitividade, que é intensificada também pelo efeito de apreciação da taxa de câmbio resultante da exportação de grande parte das reservas, tornando assim a redução da competitividade dos demais setores gradual e não imediata. Na medida em que o pré-sal ganha escala, aumenta a competição do mesmo por recursos (capital e trabalho) na economia e os efeitos sobre a apreciação cambial, drenando os fatores dos demais setores e reduzindo suas competitividades, tendo um efeito líquido negativo sobre o PIB. Após o pico de exploração de petróleo, quando a curva de produção do pré-sal entra o período de declínio, em função do esgotamento gradual das reservas, os recursos produtivos antes utilizados nessa atividade ficam mais disponíveis para o restante da economia, sendo realocados aos poucos para os demais setores, recuperando gradualmente suas competitividades e retornando ao patamar de atividade próximo ao observado no cenário *BAU*.



**Figura 10 - Impactos sobre o PIB dos cenários simulados em relação ao cenário BAU.**

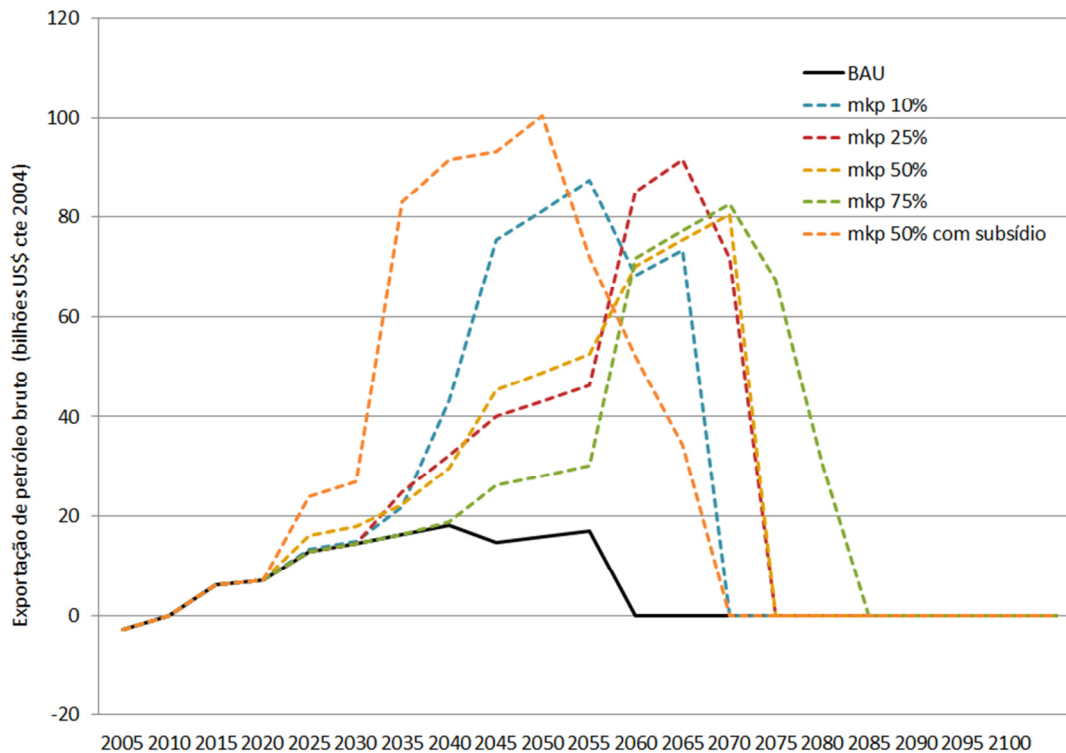
Fonte: Elaboração própria

A Figura 11 apresenta os resultados das exportações líquidas brasileira nos diversos cenários simulados, enquanto a Figura 12 apresenta o valor das exportações de petróleo bruto nos cenários estimados. As exportações líquidas aumentam na maioria dos cenários em relação ao cenário *BAU* devido ao grande incremento nas exportações de petróleo, o que significa que o petróleo toma lugar de outros produtos nas exportações líquidas, evidenciando a perda de competitividade dos demais setores exportadores.



**Figura 11 - Impactos sobre as exportações líquidas dos cenários simulados.**

Fonte: Elaboração própria



**Figura 12 - Exportações brasileiras de petróleo bruto nos cenários simulados.**

Fonte: Elaboração própria

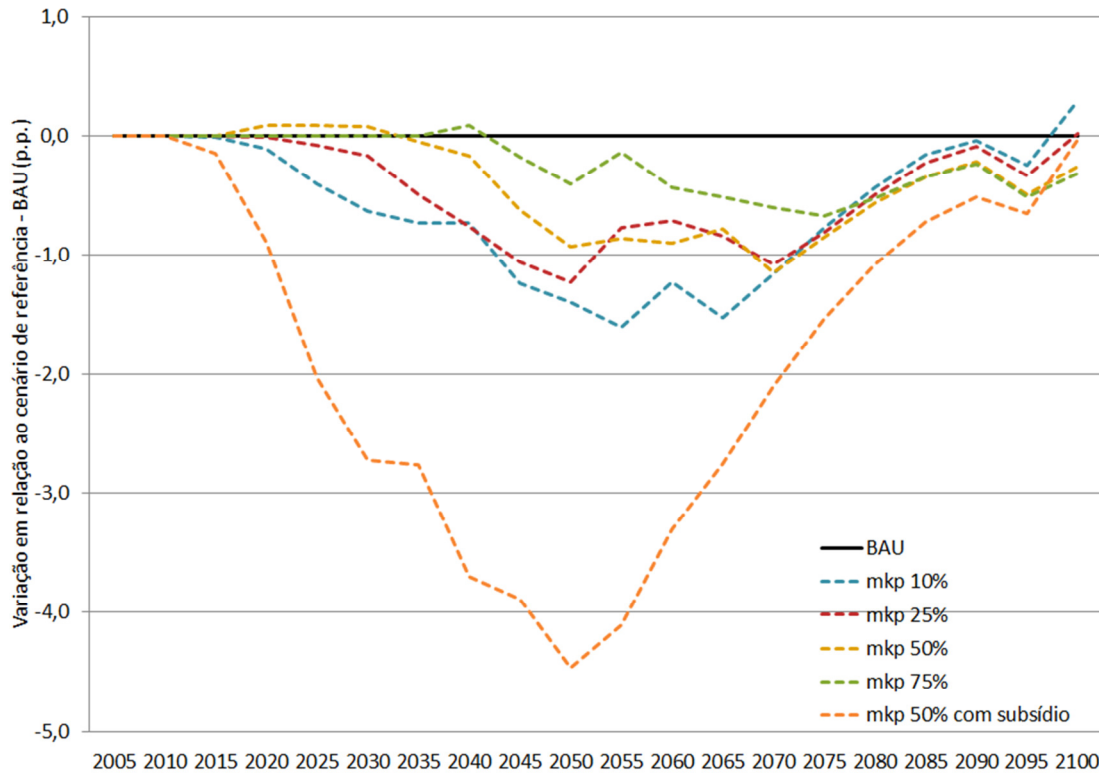
As Figuras 13, 14 e 15 apresentam, respectivamente, os impactos dos cenários simulados em relação ao cenário de referência BAU em termos de

Consumo, Investimento e Gastos do governo. É importante destacar que todos os cenários simulados resultam em retração do nível de consumo em relação ao cenário de referência, uma vez que, por ser o pré-sal um setor capital intensivo, o seu desenvolvimento resulta numa realocação de recursos que seriam destinados ao consumo em direção ao investimento para formação de capital. O cenário *mkp 50% com subsídio* é o que apresenta o maior efeito negativo sobre o consumo, alcançando o efeito máximo ligeiramente acima de 4,0 p.p. de retração em relação ao cenário de referência em 2045. Já o cenário *mkp 75%* é o que possui menor impacto em termos de retração de consumo, com efeito máximo de 0,67 p.p. de retração em relação ao cenário de referência em 2075.

Em contrapartida, os impactos dos cenários simulados sobre o investimento são diversos. O cenário *mkp 50% com subsídio* apresenta o maior efeito negativo sobre o investimento, com impacto máximo de retração de até 2,0 p.p. em relação ao cenário BAU em 2055. Esse resultado é consequência dos elevados subsídios necessários para que o pré-sal atinja os níveis de produção estabelecidos como meta, que representam uma distorção relevante na atratividade dos demais setores ao investimento e prejuízos sobre toda a atividade econômica. Já os cenários *mkp 10%*, *mkp 25%*, *mkp 50%* e *mkp 75%* possuem um efeito positivo no investimento agregado ao longo de quase a totalidade do período analisado, sendo que o cenário *mkp 75%* apresenta efeito máximo de 2 p.p. em relação ao cenário BAU em 2085.

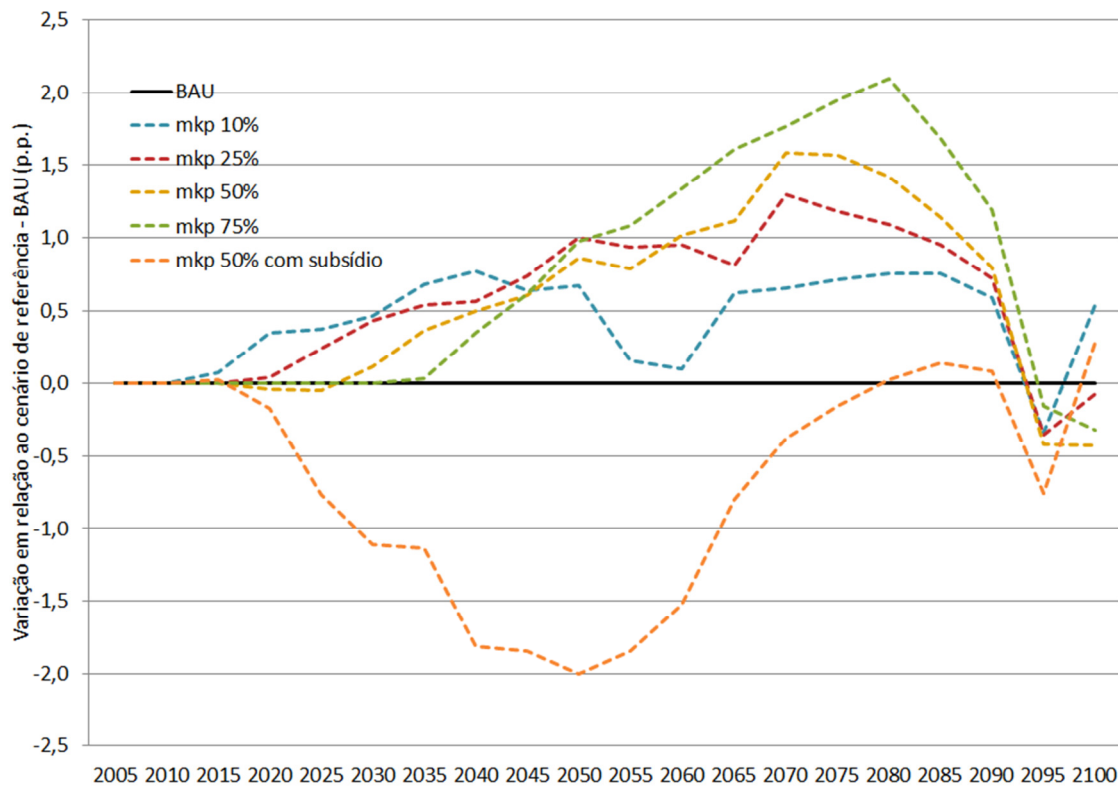
Em relação ao consumo do governo, todos os cenários, com exceção do *mkp 75%* e *mkp 50%*, apresentam retração em relação do cenário sem pré-sal ao longo de maior parte do período, em função principalmente da retração do PIB, que resulta em menores receitas tributárias para o governo. O cenário *mkp 50% com subsídio* apresenta o maior impacto negativo, atingindo retração ao redor de 5,0 p.p. em relação ao cenário BAU na década de 2050. Já o cenário *mkp 75%*, por resultar em crescimento maior do PIB em relação ao cenário BAU, resulta em maior arrecadação tributária para o governo, levando a um aumento do crescimento dos gastos do governo em relação ao cenário de referência, tendo seu efeito máximo em 2 p.p. em 2085.





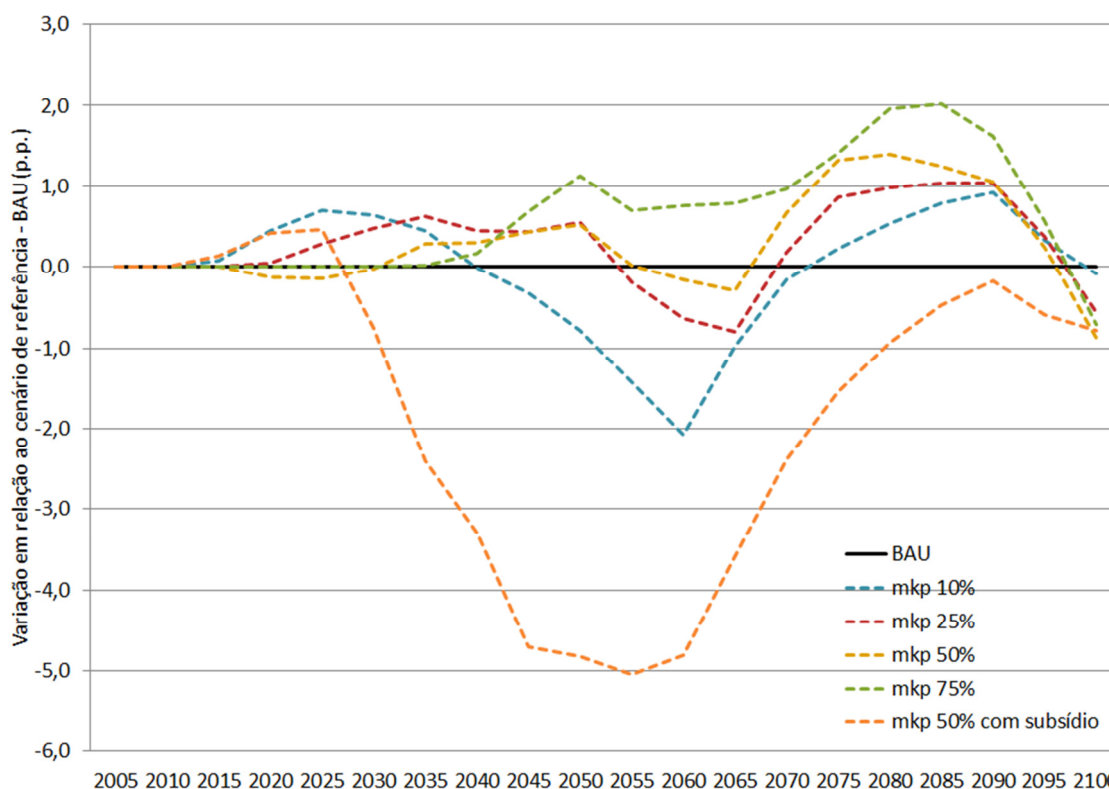
**Figura 13 - Impactos sobre o Consumo dos cenários simulados em relação ao cenário BAU.**

Fonte: Elaboração própria



**Figura 14 - Impactos sobre o Investimento dos cenários simulados em relação ao cenário BAU.**

Fonte: Elaboração própria

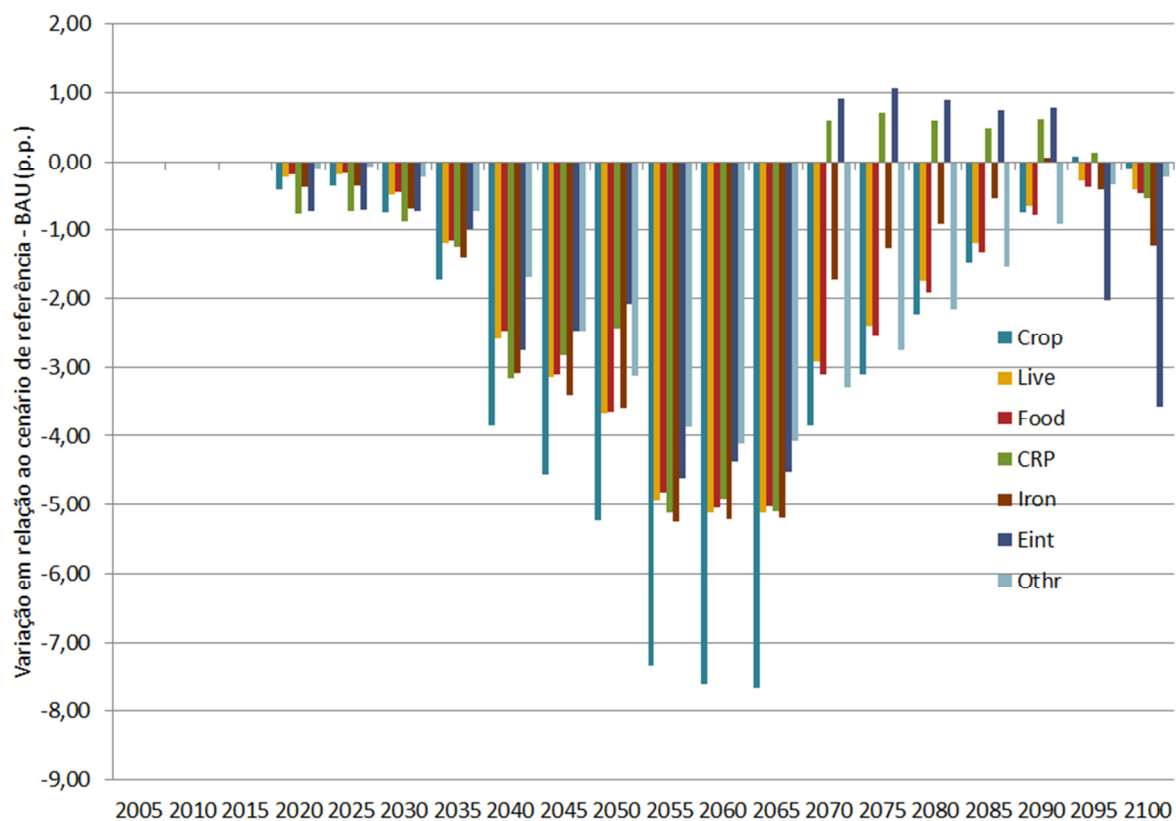


**Figura 15 - Impactos sobre o Consumo do governo dos cenários simulados em relação ao cenário BAU.**

Fonte: Elaboração própria

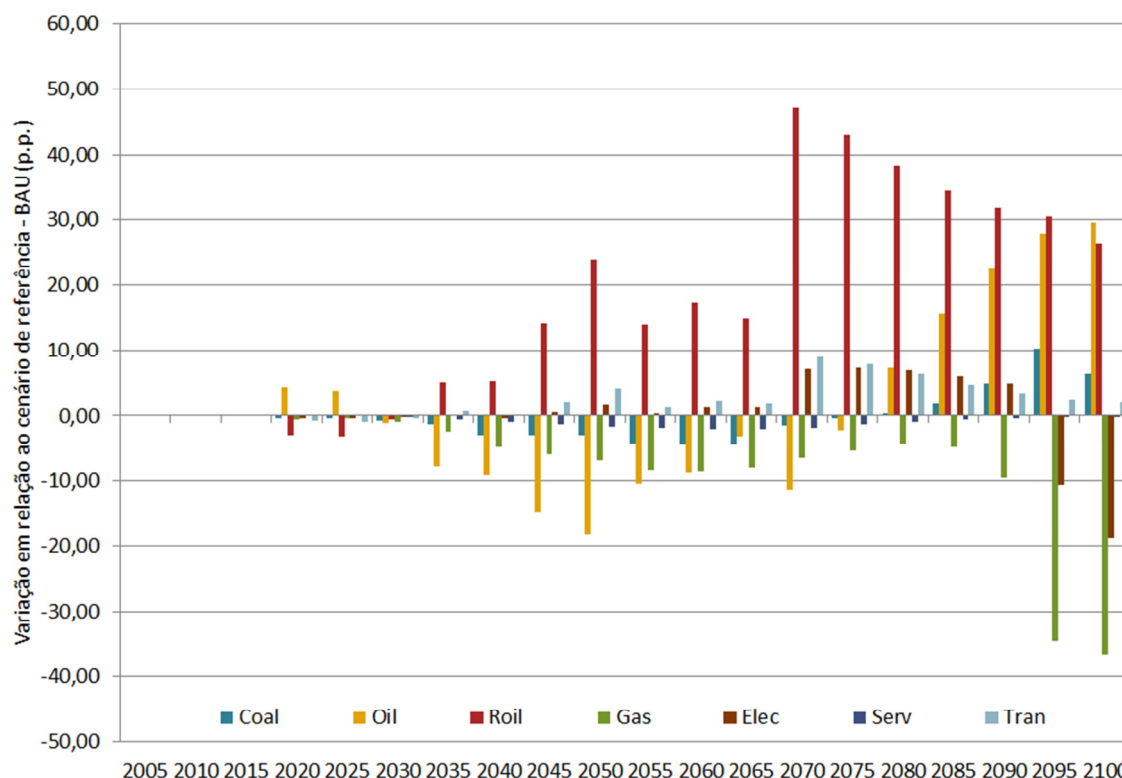
Foram selecionados os cenários *mkp50%* e *mkp50% com subsídio* a fim de analisar os impactos setoriais em relação ao cenário *BAU*. Tais resultados podem ser observados nas Figuras 16 a 19. Para a discussão desses resultados é relevante lembrar que no cenário *mkp50%*, os impactos sobre o PIB são ligeiramente positivos entre 2020 e 2035 e a partir de 2035 torna-se negativo em relação ao cenário *BAU*. Os impactos do cenário *mkp50%* começam a aparecer a partir de 2020, quando se inicia a produção no pré-sal neste cenário e nota-se que a maioria dos setores são impactados negativamente, enquanto apenas alguns setores são impactados positivamente em relação ao cenário de referência (sem pré-sal). Basicamente, como pode ser observado na Figura 17, os setores de energia apresentam choques positivos, como a indústria do refino de petróleo (Roil), de magnitude expressiva acima de 30% em 2075, e os setores de transportes (Tran) e eletricidade (Elec), em menor magnitude. Durante um breve período (2075 a 2090), outros setores ligados ao petróleo, como a indústria química (CRP) e Indústria intensiva em energia (Eint) também possuem leve impacto positivo. Por outro lado, a Figura 16 mostra que todos os demais setores apresentam significativos resultados negativos, o que está

relacionado à redução geral do PIB em relação ao cenário *BAU*. Como o capital e trabalho são recursos limitados na economia, esses setores perdem competitividade, uma vez que são incapazes de atrair a mesma quantidade de recursos e fatores em relação ao cenário *BAU*, já que o setor do pré-sal entra como um importante concorrente por tais recursos e fatores. Isso mostra o *trade-off* que a economia enfrenta após a descoberta e exploração de uma reserva grande de recursos naturais não renováveis.



**Figura 16 - Alteração na produção setorial da agricultura (Food e Live), setores intensivos em energia (CRP, Iron e Eint) e outras indústrias (Othr) entre o cenário mkp50% e o cenário BAU.**

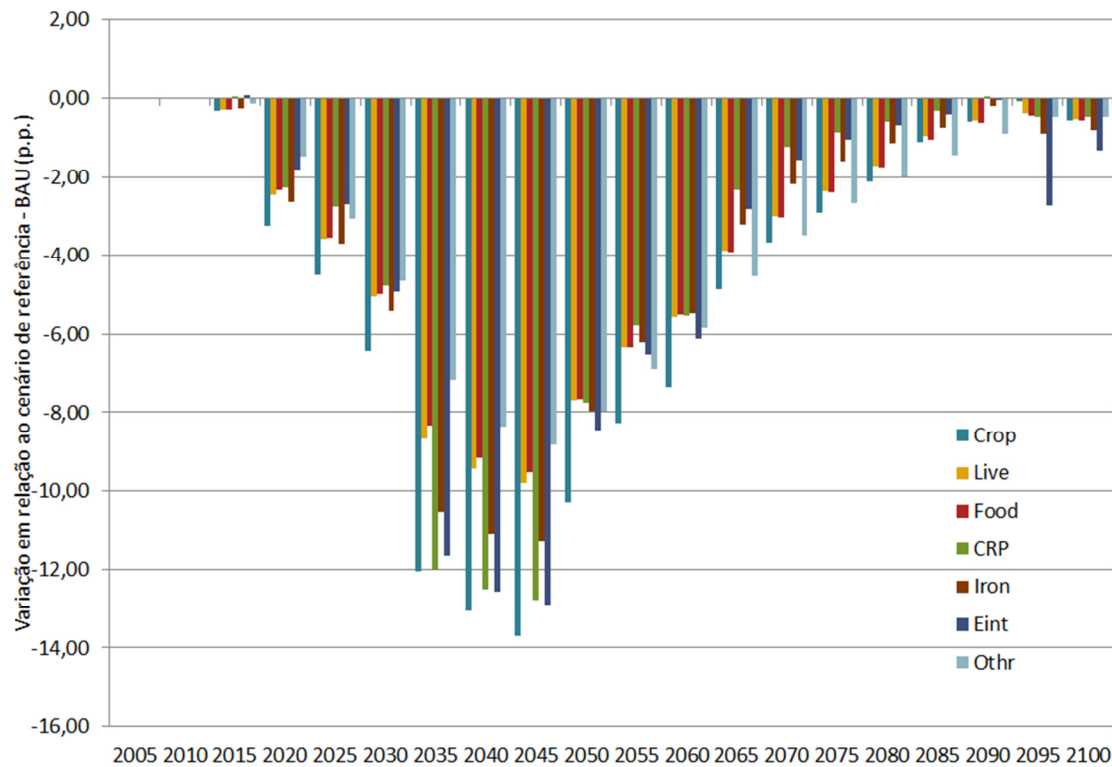
Fonte:Elaboração própria



**Figura 17 - Alteração na produção setorial para os setores de energia (Coal, Roil, Gas e Elec), setor de serviços (Serv), serviços de transportes (Tran) entre o cenário mkp50% e o cenário BAU.**

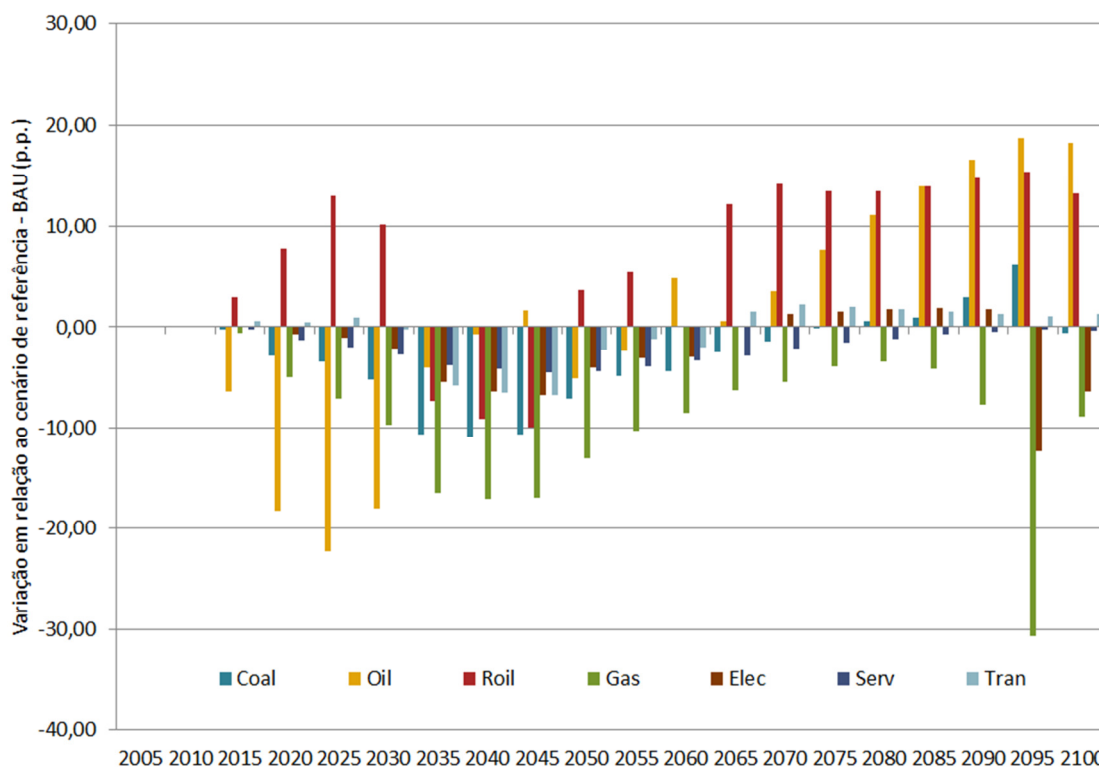
Fonte: Elaboração própria

Os impactos setoriais no cenário *mkp50% com subsídio* podem ser observados nas Figuras 18 e 19. Tal cenário busca reproduzir as metas de produção do mais recente Plano de Negócios e Gestão da Petrobras através de subsídios à exploração, revelando impactos sobre o PIB negativos ao longo de todo o horizonte de análise, atingindo impacto máximo de 4 p.p. do PIB em 2045 em relação ao cenário *BAU*, como discutido anteriormente. Neste cenário, os impactos setoriais são semelhantes ao caso anterior, porém com magnitudes mais intensas, além dos impactos começarem a partir de 2015. A principal razão para esse movimento é que investimentos forçados direcionados ao setor do pré-sal desviam capital, fatores primários e insumos de produção para um setor menos eficiente na economia, penalizando os demais setores.



**Figura 18 - Alteração na produção setorial da agricultura (Food e Live), setores intensivos em energia (CRP, Iron e Eint) e outras indústrias (Othr) entre o cenário mkp50% com subsídio e o cenário BAU.**

Fonte: Elaboração própria

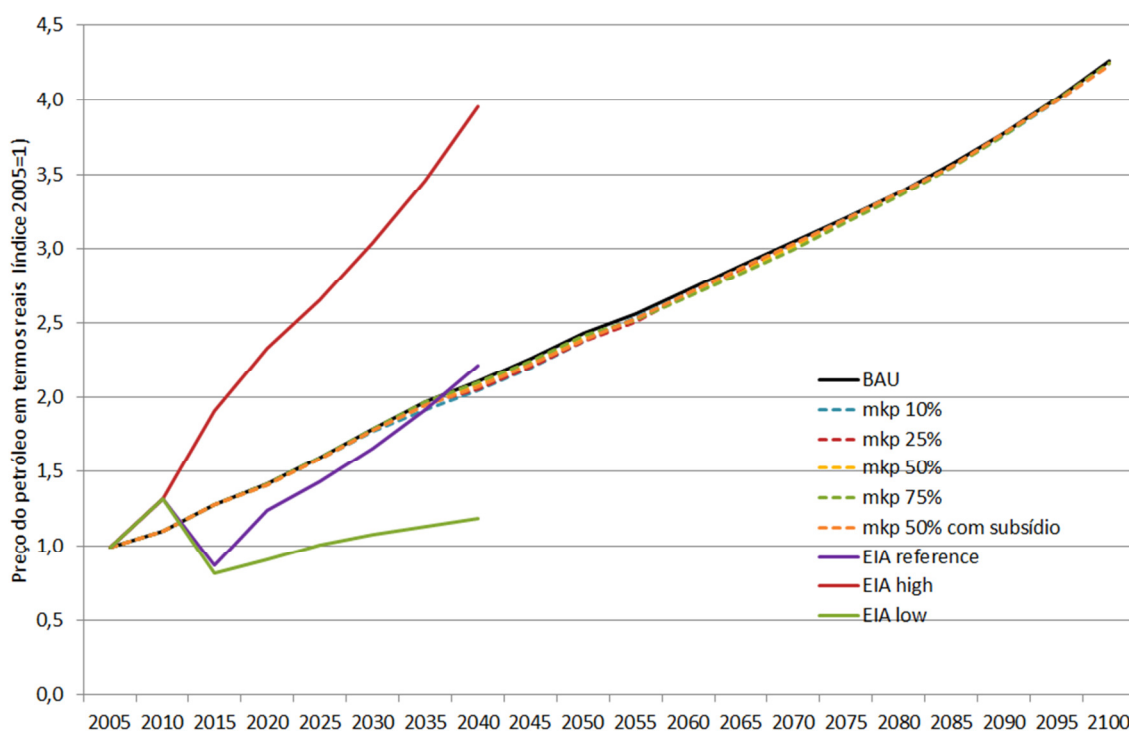


**Figura 19 - Alteração na produção setorial para os setores de energia (Coal, Roil, Gas e Elec), setor de serviços (Serv), serviços de transportes (Tran) entre o cenário mkp50% com subsídio e o cenário BAU.**

Fonte: Elaboração própria

Merece destaque também o impacto da exploração do pré-sal sobre o preço internacional do petróleo. Pode-se aventar a hipótese que, com a exportação de volumes consideráveis de petróleo resultante da extração do pré-sal, poderia ocorrer uma pressão baixista sobre o preço internacional desta *commodity*. Entretanto, de acordo com a Figura 20, os resultados do modelo indicam uma redução máxima de 2% no preço internacional do petróleo durante o período de pico de produção de cada cenário, o que sugere que o pré-sal não possui impacto relevante sobre o preço internacional dessa *commodity*, em relação ao cenário de referência, diferentemente das evidências encontradas em Magalhães & Domingues (2012) em que a exploração do pré-sal pode reduzir o preço internacional do petróleo em até 10%. A diferença se dá uma vez que o trabalho de Magalhães & Domingues (2012) aplica um choque produtividade positivo na extração de recursos petrolíferos convencionais no modelo, simulando um incremento na quantidade deste recurso natural, enquanto que no presente trabalho, ao considerar os custos explícitos de extração do pré-sal, superiores aos da extração do petróleo convencional, não há um incremento abrupto da oferta de uma só vez. A baixa influência do pré-sal no

preço do petróleo internacional significa que este passa a substituir em parte a oferta de alguma outra fonte global de petróleo menos competitiva. Além disso, as projeções do modelo para o preço internacional do petróleo (em termos reais) indicam tendência consistente com as tendências do cenário de referência de preços projetados pela agência americana *U.S. Energy Information Administration* (EIA) até o horizonte de projeção (2040) conforme consta em seu relatório de perspectivas para a energia mundial EIA (2014).



**Figura 20 - Preço do petróleo (em termos reais) projetado nos cenários simulados e pela EIA.**

Fonte: EIA (2014) e elaboração própria

Em suma, apesar das limitações de dados e a dependência das hipóteses assumidas, os cenários que modelam o pré-sal como uma tecnologia *backstop* permitem perceber como a representação dos custos econômicos do desenvolvimento do pré-sal são essenciais para entender os impactos desse investimento sobre a economia brasileira. Sendo a exploração do pré-sal mais custosa que a exploração do petróleo convencional, mesmo considerando uma curva de aprendizagem/avanço tecnológico, os resultados indicam uma alocação

ineficiente de recursos escassos, caso o pré-sal seja estimulado prematuramente, bem como a ocorrência de sintomas de Doença Holandesa, mais fortes quanto maior for a competitividade dessa exploração.

## 5.2. Impactos do desenvolvimento do pré-sal no setor de etanol

É importante analisar como o desenvolvimento do pré-sal afeta o setor de etanol em relação ao cenário *BAU*. Como pode ser observado na Figura 21, todos os cenários simulados no modelo, com exceção ao cenário *mkp 75%* apontam para uma mesma dinâmica, diferenciando-se apenas em sua magnitude. Em um primeiro momento, a exploração do pré-sal resulta em uma retração do setor de etanol, sendo o cenário *mkp 50% com subsídio* o que afeta mais negativamente o setor, com impacto máximo em relação ao cenário *BAU* de aproximadamente -6,0 p.p. em 2040. Esse impacto está relacionado a dois fatores: o primeiro, de predominância do efeito competição direta dos derivados de petróleo com o etanol nos veículos *flex-fuel*, uma vez que o combustível renovável fica relativamente mais caro diante do aumento da oferta de petróleo (efeito “substituição”); e o segundo, de menor atividade econômica resultante do efeito macroeconômico da exploração do pré-sal, implicando em menor demanda por combustíveis em geral (efeito “renda”).

A partir de 2060, a exploração do pré-sal começa a afetar positivamente o setor de etanol em relação ao cenário *BAU*. Isso ocorre tanto devido ao aumento do preço relativo dos derivados de petróleo em relação ao etanol, na medida em que a curva de produção de petróleo entra em declínio e seus derivados se tornam relativamente mais escassos, aumentando o consumo do biocombustível. Além disso, a partir da análise dos impactos setoriais, nota-se que, com o desenvolvimento do pré-sal, o setor de refino de petróleo (*Roil*) é afetado positivamente a partir desse período, e como o etanol considerado é, em parte, um bem complementar à gasolina na composição da gasolina tipo C, com o aumento do refino de petróleo, aumenta-se a demanda por etanol para adicionar à mistura na gasolina produzida.

É importante notar que, no cenário *BAU*, como a produção de petróleo é consideravelmente menor na ausência do pré-sal, os biocombustíveis acabam ganhando um maior espaço nos tanques dos veículos leves bem antes de 2050, havendo pouco incremento do seu consumo após o meio do século. Já nos cenários em que o petróleo do pré-sal é produzido, a participação dos biocombustíveis é mais



modesta até 2050/2060, mas crescente, ganhando maior espaço a partir de então, devido ao declínio da produção de petróleo do pré-sal e maior crescimento da indústria de refino de petróleo doméstica, o que leva a um rápido incremento no consumo deste biocombustível e, conseqüentemente maiores volumes consumidos em relação ao cenário *BAU*.

Já o cenário *mkp 75%* não impacta o setor de etanol até 2040, quando tem início a produção do pré-sal, mas a partir do seu desenvolvimento, o setor de etanol, diferentemente dos demais cenários, apresenta um impacto inicialmente positivo, que se mantém ao longo de todo o horizonte de análise, alcançando um impacto positivo máximo de 9,26 p.p. acima do cenário *BAU* na produção de etanol em 2080. Esse aumento pronunciado da produção de etanol em relação ao cenário *BAU* é consequência da expansão maior do setor de refino em relação ao *BAU* na segunda metade do horizonte temporal do modelo, considerando complementariedade do etanol anidro, uma vez que a capacidade de substituição do etanol pela gasolina na frota *flex* já é bastante reduzida nesses anos.



**Figura 21 - Impactos sobre o setor de etanol dos cenários simulados em relação ao cenário BAU.**

Fonte: Elaboração própria



**Figura 22 - Participação dos gastos (US\$ de 2004) com etanol nos combustíveis para veículos leves (gasolina tipo C e etanol hidratado) no Brasil.**

Fonte: Elaboração própria

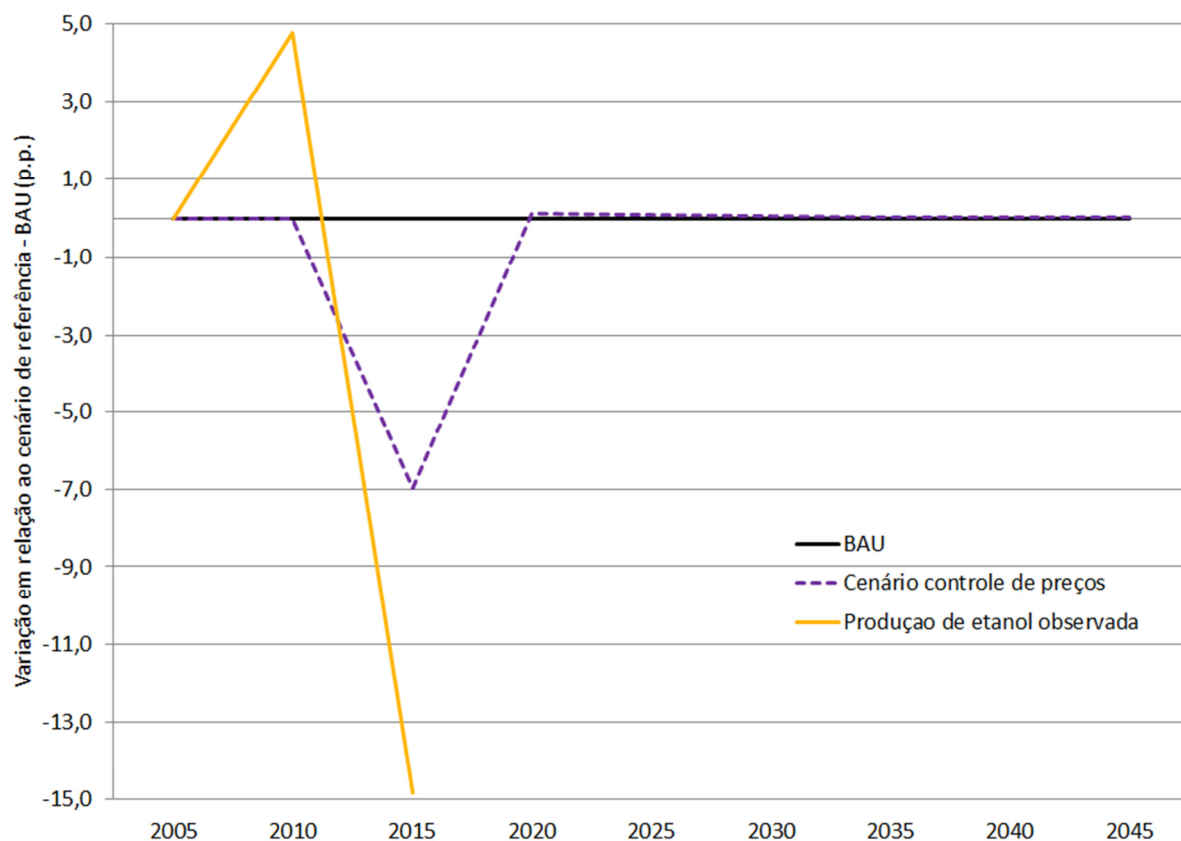
Não obstante, o anúncio da descoberta do pré-sal ter ocorrido no final de 2007, um momento em que o setor de etanol ganhava tração, aumento de investimentos, incremento de produção, destaque internacional, além de publicidade e destaque pelo governo brasileiro, alterou subitamente o foco da política energética nacional. A campanha pelo biocombustível, o combustível verde, limpo, com baixa emissão e carbono, de tecnologia nacional, vantagens comparativas e sintonizado com o movimento global de incentivo às fontes renováveis de energia, foi perdendo fôlego, cedendo espaço para os investimentos nas expressivas reservas do pré-sal. Em outras palavras, os resultados sugerem que o impacto negativo do pré-sal sobre a produção de etanol tem motivos mais associados a aspectos de prioridades políticas e setoriais dados à política energética do que em fundamentos econômicos.

### **5.3. Impactos econômicos da política de controle de preços da gasolina entre 2011 e 2014 sobre o setor de etanol**

Embora os cenários simulados anteriormente evidenciem que os impactos de longo prazo da exploração do pré-sal não inviabilizam a tecnologia do setor de etanol, nem provocam impactos negativos pronunciados na sua produção, o cenário simulado da política de controle de preços domésticos da gasolina que vigorou entre 2011 e 2014 é um exemplo dos efeitos nocivos quando uma política equivocada é posta em prática.

O cenário simulado não é perfeito para estimar os impactos dessa política sobre o setor de etanol, uma vez que a política vigorou entre 2011 e o final de 2014, enquanto que o cenário simulado considera os efeitos dessa política entre 2011 e 2015, já que o modelo é resolvido de cinco em cinco anos. Não obstante, a Figura 23 evidencia o impacto sobre a produção doméstica de etanol em relação ao cenário *BAU* quando o consumo da gasolina é subsidiado, resultando em uma diminuição do preço doméstico em 15% em relação ao preço internacional, conforme foi simulado no cenário *controle de preços*. Se o incentivo (subsídio) ao consumo de gasolina por um lado prejudicou a saúde financeira da Petrobras, comprometendo também a exploração do pré-sal conforme descrito por Almeida, Oliveria, & Losekann (2015), por outro lado a simulação do cenário demonstra que houve efeitos nocivos sobre o

setor de etanol, desequilibrando sua competitividade em relação à gasolina. A Figura 22 já apresenta indícios desse efeito uma vez que a participação de etanol nos gastos com combustível para veículos leves (gasolina tipo C e etanol hidratado) apresenta redução. O efeito estimado de tal choque de política sobre a produção do biocombustível é uma redução de 7% durante o período analisado, em relação ao cenário *BAU*. Nota-se que a redução de 7% na produção de etanol resultante da política de controle de preços é maior que a queda de produção resultante em todos os demais cenários simulados, inclusive o cenário com a introdução de subsídios ao pré-sal, demonstrando que o efeito de se controlar artificialmente o preço do combustível pode ser mais danoso ao setor de etanol que o desenvolvimento do pré-sal. A tendência dos resultados está em linha com a produção de etanol observada até 2015, mas de magnitude menor que a redução de 15% observada na produção de etanol neste período, segundo dados da União da Indústria de Cana-de-açúcar (UNICA). Tal impacto fragilizou as empresas produtoras de etanol, levando, em conjunto com outros fatores, a falências e demissões. Em suma, a política de controle de preços da gasolina, entre outros preços administrados, na tentativa de conter as pressões inflacionárias, mostrou-se equivocada, com impactos setoriais negativos. Não obstante, na ausência de novos controles de preços no futuro, o efeito negativo dessa política é eliminado até 2020, de acordo com o modelo, levando a produção de etanol ao mesmo patamar que seria observado no cenário *BAU*.



**Figura 23 - Impactos do cenário controle de preços sobre a produção de etanol em relação ao cenário BAU e produção de etanol observada no Brasil.**

Fonte: UNICA, elaboração própria

## 6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente estudo teve como objetivo investigar os impactos macroeconômicos e setoriais associados ao desenvolvimento da exploração do pré-sal, considerando a revisão das metas contidas no Plano de Negócios e Gestão 2015-2019 da Petrobrás (Petrobras (2015)), e com atenção às consequências também sobre o setor de etanol. Além disso, buscou-se avaliar, também sobre o setor de etanol, os possíveis impactos da política de controle de preços domésticos da gasolina que vigorou entre 2011 e 2014. Utilizou-se para estimar tais impactos o modelo de equilíbrio geral computável dinâmico EPPA. O modelo utilizado possui características específicas que permitem testar as hipóteses levantadas no presente trabalho, já que permite avaliar a trajetória de longo prazo dos impactos econômicos do choque devido à sua característica de ser um modelo de equilíbrio geral dinâmico recursivo. Ainda, o modelo permite a avaliação das trajetórias de demandas setoriais por capital e trabalho, que auxilia na identificação sobre os setores da economia brasileira, com especial atenção sobre o setor de etanol, uma vez que é um modelo desenvolvido para o estudo de políticas energéticas e ambientais. A introdução do pré-sal no modelo se deu através da incorporação de um novo setor na economia brasileira, atuando de maneira endógena, com características próprias, como seu custo mais elevado de exploração em relação ao petróleo convencional. Devido à ausência de informações sobre os custos de extração do pré-sal, foram simulados diversos cenários de *mark-up* de custo dessa tecnologia em relação à produção de petróleo convencional. Destaca-se que uma das limitações dos modelos computáveis de equilíbrio geral é o fato de os resultados serem altamente dependentes das hipóteses assumidas e resultantes da calibração do modelo. Portanto, buscou-se atenuar essa limitação através da estimação de cenários alternativos de *mark-up*, similar a uma análise de sensibilidade.

Os resultados obtidos dos cenários simulados mostram que a exploração do pré-sal é antecipada na medida em que se reduz-se o *mark-up* em relação ao petróleo convencional, porém os principais impactos macroeconômicos e setoriais são, em sua maioria, similares entre os diferentes cenários, a não ser pelo deslocamento intertemporal e de magnitudes marginalmente alteradas.

Os resultados permitem ainda concluir que o desenvolvimento e exploração prematura das reservas do pré-sal trazem mais custos que benefícios à economia

brasileira no longo prazo, mesmo considerando um gradual aperfeiçoamento dos níveis atuais de tecnologia e conhecimento para o desenvolvimento do pré-sal. Os incentivos necessários para atingir as atuais metas de produção da Petrobras, ainda que reduzidas em relação às metas anteriores, prejudicarão a economia ao forçar o direcionamento de recursos para um setor menos produtivo, atraindo artificialmente fatores primários e insumos produtivos de outros setores da economia, distorcendo a alocação eficiente de recursos. Isso resultaria em um crescimento do PIB até 4 p.p. menor do que ocorreria num cenário desconsiderando as descobertas do pré-sal. Caso o desenvolvimento do pré-sal ocorra sem a introdução de incentivos, sob hipóteses realistas, ele se tornará competitivo entre 2025 e 2035, bem depois do período desejado pelo governo, e o pico de produção deve ocorrer entre 2055 e 2065, podendo atingir até 5,5 milhões de barris de petróleo equivalente por dia, o que representa aproximadamente a metade da produção da Arábia Saudita em 2014, historicamente um dos maiores produtores mundiais de petróleo. Tais resultados são similares ao encontrados por Moraes (2013). A produção brasileira não tem o poder de influenciar os preços internacionais de petróleo, uma vez que apenas reduz a produção em algum outro lugar do planeta, mantendo a oferta de petróleo global em patamares similares a de um cenário sem o desenvolvimento do pré-sal.

Os impactos econômicos podem variar entre -0,5% a +0,5% do PIB em relação ao cenário sem considerar as reservas do pré-sal, e a grande maioria dos setores econômicos é prejudicada a longo prazo, a partir da exploração dessas reservas. Conclui-se também que a exploração do pré-sal de maneira prematura reduz a produção doméstica de etanol em cerca de 6% até 2035. Caso o desenvolvimento do pré-sal ocorra sem a introdução de incentivos específicos, o setor de etanol é levemente prejudicado nas primeiras décadas de exploração e beneficiado na medida em que ocorre a exaustão gradual das reservas no horizonte pós 2050, em relação ao cenário desconsiderando o desenvolvimento do pré-sal. Assim, conclui-se que a produção de petróleo das reservas do pré-sal não impede o desenvolvimento do setor de etanol e que as duas fontes energéticas podem coexistir caso deixadas às forças de mercado na determinação de suas viabilidades. Entretanto, o anúncio das descobertas do pré-sal no final de 2007, num momento em que o setor de etanol ganhava tração e destaque internacional, fez com que o foco da política energética nacional subitamente mudasse em direção ao

desenvolvimento prematuro do pré-sal. A campanha pelo biocombustível limpo e renovável, com menor emissão de carbono em relação aos combustíveis fósseis, de tecnologia nacional, com vantagens comparativas para ser exportado para o mundo e sintonizado com o movimento global de incentivo às fontes renováveis de energia, foi perdendo fôlego, cedendo espaço para os investimentos nas expressivas reservas do pré-sal. Em outras palavras, os resultados sugerem que o impacto negativo do pré-sal sobre a produção de etanol tem motivos mais associados a aspectos de prioridades políticas e setoriais dados à política energética do que em fundamentos econômicos.

Não obstante, a política de controle do preço doméstico da gasolina, para fins de atenuação de pressões inflacionárias se mostrou equivocada para ambos os setores. Por um lado, atuou nocivamente sobre o etanol, resultando em retração da produção e consumo em um momento delicado do setor. Por outro lado, prejudicou o desenvolvimento do pré-sal, uma vez que comprometeu a saúde financeira da Petrobras, na época a maior empresa brasileira. Nota-se também que a política de controle de preços pode ser mais prejudicial ao setor de etanol que a exploração das reservas do pré-sal.

A partir deste estudo, percebe-se que há espaço na literatura para aprimoramento das informações sobre custos e detalhamento tecnológico (proporções dos diferentes insumos e fatores no processo produtivo, capacidade de substituição entre os fatores e insumos) em estudos sobre a produção de petróleo do pré-sal. Ainda, métodos alternativos, como a modelagem dinâmica de otimização intertemporal de equilíbrio geral seriam desejáveis para investigar o tema. Por fim, os efeitos do desenvolvimento precoce do pré-sal e de possíveis incentivos à produção de etanol sobre a evolução da matriz energética brasileira são assuntos relevantes de serem investigados em futuros estudos.



## REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e do Gás Natural 2007**. Rio de Janeiro. 2007
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**. Rio de Janeiro. 2014
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2015**. Rio de Janeiro, 2015
- AJANOVIC, A.; & HAAS, R. **On the future prospects and limits of biofuels in Brazil, the US and EU**. Applied Energy, pp. Volume 135 730–737. 2014
- ALMEIDA, E.; OLIVERIA, P.; LOSEKANN, L. **Impactos da contenção dos preços de combustíveis no Brasil e opções de mecanismos de precificação**. Revista de Economia Política, pp. v. 35, n. 3, p. 531-556. 2015
- AUTY, R. **Introduction and overview in resource abundance and economic development**. Oxford: Oxford University Press. 2001
- BACOCINA, D. **Brasil quer ser membro da Opep, diz Lula no Chile**. Disponível em BBC Brasil:  
[http://www.bbc.com/portuguese/reporterbbc/story/2007/11/071110\\_denizelulaopep\\_fp.shtml](http://www.bbc.com/portuguese/reporterbbc/story/2007/11/071110_denizelulaopep_fp.shtml). Acesso em 06 de Outubro de 2015
- BALCOMBE, K.; RAPSOMANIKIS, G. **Estimation and Selection of Nonlinear Vector ErrorCorrection Models: The Case of the Sugar-Ethanol-Oil Nexus in Brazil**. American Journal of Agricultural Economics, pp. 658-668. 2008
- BIBLIOTECA DA PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. Disponível em:  
<http://www.biblioteca.presidencia.gov.br/ex-presidentes/luiz-inacio-lula-da-silva/discursos/2o-mandato/2009/1o-semester/01-05-2009-discurso-do-presidente-da-republica-luiz-inacio-lula-da-silva-durante-cerimonia-alusiva-a-extracao-do-primeiro-barril-de-ole>. Acesso em 06 de Outubro de 2015,
- FERRO, F.; TEIXEIRA, P.(coord.). **Os desafios do pré-sal. Brasília: Câmara dos deputados, Conselho de altos estudos e avaliação tecnológica**. Brasil, 2009
- BROOKE, A.; ET AL. **GAMS: a user's guide**. Washington 262p.: GAMS Development Corporation. 1998
- CANELAS, A. L. **Evolução da importância econômica da indústria de petróleo e gás natural no brasil: contribuição a variáveis macroeconômicas**. 2007
- CHAGAS, A. L. **Economia de Baixo Carbono: Avaliação de impactos de restrições e perspectivas tecnológicas. Núcleo de estudos de economias de baixo carbono**. 2012

CHAN, G.; et al. **The Canadian oil sands industry under carbon constraints.** Energy Policy, Volume 50 pp 540-550. 2012

CHOUMERT, F.; PALTSEV, S.; REILLY, J. **Improving the refining sector in EPPA. MIT Joint Program on the Science and Policy of Global Change,** Technical Note 9 Cambridge. 2006

COLOMER, M., & RODRIGUES, N. **Impactos macroeconômicos da crise na indústria de petróleo no Brasil.** Infopetro. Disponível em: <https://infopetro.wordpress.com/2015/10/26/impactos-macroeconomicos-da-crise-na-industria-de-petroleo-no-brasil/>.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA. **A contribuição do setor brasileiro de petróleo, gás e biocombustíveis para o desenvolvimento sustentável no país.** Brasília: Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis. 2012

COSTA, C.; GUILHOTO, J.; MORAES, M. **Impactos sociais do aumento de demanda de etanol hidratado versus gasolina c na economia brasileira.** ix encontro nacional da ecoeco, 2011

DIMARANAN, B.; MCDUGALL, R. **Global trade, assistance, and production: the GTAP 5 Data Base.** West Lafayette: Center for Global Trade Analysis, Purdue University. 2002

DU, X.; HAYES, D. **The Impact of Ethanol Production on U.S. and Regional Gasoline Prices and on the Profitability of the U.S. Oil Refinery Industry.** Working Paper , 08-WP 467. 2008

EIA. **International Energy Outlook.** Washington. 2014

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanço Energético Nacional 2015.** Rio de Janeiro, 2015

ERNST & YOUNG TERCO. **Brasil sustentável: perspectivas dos mercados de petróleo, etanol e gás.** Rio de Janeiro: Ernst & Young/FGV, 2011

ERNST & YOUNG TERCO. **Passport to Brazil: A summary of the opportunities and challenges.** São Paulo, 2011

FAO. **Agricultural Outlook 2012-2021.** 2012

FAO. **Agricultural Outlook 2014-2023.** 2014

FAO. **Box 3.2. The influence of petrol price controls on hydrous ethanol prices.** 2014

FAO. **Agricultural Outlook 2015-2024.** 2015

FORBES. **The World's Biggest Public Companies. Acesso em 13 de Outubro de 2015, disponível em forbes.com:**

<http://www.forbes.com/global2000/list/#industry:Oil%20%26%20Gas%20Operations>, 2015

FORTUNE. **Global 500.** Disponível em Fortune:

<http://fortune.com/global500/petrobras-28/>. Acesso em 06 de Outubro de 2015

GAIER, R. V. **Reservas provadas de petróleo do Brasil devem dobrar até 2022, diz ANP.** Disponível em Reuters Brasil:

<http://br.reuters.com/article/domesticNews/idBRKBN0DU1VY20140514>. Acesso em 06 de Outubro de 2015

GOY, L. **Lula diz que pré-sal é "passaporte para o futuro".** Disponível em Estadão: <http://economia.estadao.com.br/noticias/geral,lula-diz-que-pre-sal-e-passaporte-para-o-futuro,237687>. Acesso em 06 de Outubro de 2015

GUIMARÃES, E. A. **Política de Conteúdo Local na Cadeia do Petróleo e Gás: Uma Visão sobre a Evolução do Instrumento e a Percepção das Empresas .** Confederação Nacional das Indústria. 2012

GURGEL, A. **Modelagem dinâmica de equilíbrio geral para o estudo de políticas climáticas.** Tese (Livre Docência) - Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade de Ribeirão Preto, Universidade de São Paulo, 2011

GURGEL, A.; REILLY, J.; PALTSEV, S. **Potential Land Use Implications of a Global Biofuels Industry.** Journal of Agricultural & Food Industrial Organization, Volume 5 Article 9, 2007

GYLFASON, T. **Natural resources and economic growth: form dependence to diversification.** Centre for Economic Policy Research, p. Discussion Paper 4804, 2004

HADDAD, E.; GIUBERTI, A. **Economic impacts of pre-salt on a regional economy: the case of Espírito Santo, Brasil.** Nereus, 2011

HERTEL, T. **Global trade analysis: modeling and applications.** Cambridge: Cambridge University Press. 1997

HIRA, A.; OLIVEIRA, L. **No substitute for oil? How Brazil developed its ethanol industry.** Energy Policy, pp. Volume 37, 2009

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. (1997). **Renewable energy policy in IEA countries.** Paris: OECD/IEA. 1997

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **World Energy Outlook.** Paris: OECD/IEA. 2004

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Energy balances of non-OECD countries.** Paris: OECD/IEA, 2005

JACOBY, H.; O'SULLIVAN, F.; PALTSEV, S. **The influence of shale gas on U.S. Energy and Environmental Policy.** MIT Joint Program on the Science and Policy of Global Change, p. Report No. 207, 2011

JACOBY, H. et al. **Technology and technical change in the MIT EPPA Model.** Joint Program on the Science and Policy of Global Change, Cambridge, report 111, 2004

JONKER, J.; et al. **Outlook for ethanol production costs in Brazil up to 2030, for different biomass crops and industrial technologies.** Applied Energy, pp. Volume 147, 593–610, 2015

LACERDA, M. **Modelagem econômica e soluções computacionais aplicadas à montagem de cenários para a produção de petróleo.** Revista do BNDES, nº32, 2009

LAHIRI, S.; BABIKER, M.; ECKAUS, R. **The effects of changing consumption patterns on the costs of emission restrictions.** Cambridge: MIT Joint Program on the Science and Policy of Global Change, Report nº 64, 2000

LEITE, C.; WEIDMANN, J. **Does mother nature corrupt? Natural resources, corruption, and, economic growth.** IMF Working Paper, Washington DC IMF Working Paper WP/99/85, 1999

LEITE, R.; CORTEZ, L. **O etanol combustível no Brasil. Biocombustíveis no Brasil: realidades e perspectivas,** pp. 61-75, 2008

LIMA, K. **Consultoria da ANP avalia preço do barril do pré-sal entre US\$ 10 e US\$ 12.** Disponível em O Estado de São Paulo: <http://economia.estadao.com.br/noticias/geral,consultoria-da-anp-avalia-preco-do-barril-do-pre-sal-entre-us-10-e-us-12-imp-,597056>. Acesso em 12 de Novembro de 2015

MAGALHÃES, A.; DOMINGUES, E. **Benção ou maldição: impactos do pré-sal na indústria brasileira,** 2012

MELILLO, J.; et al. **Indirect emissions from biofuels: How important?** Science, 326:1397–1399, 2009

MENDONÇA, R.; OLIVEIRA, L. **Local content policy in the Brazilian oil and gas sectoral system of innovation.** Latin American Business Review, Volume 14, 2013

MINISTÉRIO DA FAZENDA. **Impactos da redução dos investimentos do setor de óleo e gás no PIB.** Brasília: Secretaria de Política Econômica.

MORAES, M. J. **Impactos do pré-sal na economia brasileira**, 2013

NETO, J. S. **Produção de etanol sofre a pior crise em 30 anos**. Disponível em O Globo: <http://oglobo.globo.com/economia/producao-de-etanol-sofre-pior-crise-em-30-anos-14444183>. Acesso em 05 de Outubro de 2015

NEUMAYER, E. **Does the “resource curse” hold for growth in genuine income as well?** World Development, pp. 32.10: 1627–1640, 2004

NÚCLEO DE ESTUDOS DE ECONOMIA DE BAIXO CARBONO (EBC). **Economia de baixo carbono: avaliação de impactos de restrições e perspectivas tecnológicas**. Ribeirão Preto: II Relatório: Modelo de equilíbrio geral, 2012

NUNES, F.; PITA, A. **O pré-sal é viável, mesmo com a queda no preço do petróleo**. Disponível em O Estado de São Paulo: [economia.estadao.com.br/noticias/geral,o-pre-sal-e-viavel--mesmo-com-a-queda-no-preco-do-petroleo,10000000649](http://economia.estadao.com.br/noticias/geral,o-pre-sal-e-viavel--mesmo-com-a-queda-no-preco-do-petroleo,10000000649). Acesso em 12 de Novembro de 2015

O ESTADO DE SÃO PAULO. **O tamanho da crise do etanol**. Disponível em Estadão: <http://opinioao.estadao.com.br/noticias/geral,o-tamanho-da-crise-do-etanol-imp-,1582369>. Acesso em 06 de Outubro de 2015

OPEC. **Monthly oil market report**. Austria: Organization of the Petroleum Exporting Countries (Opec), 2015

PACCA, S.; MOREIRA, J.; PARENTE, V. **The future of oil and bioethanol in Brazil**. Energy Policy, pp. Volume 65, 7-15, 2014

PADUAN, R. (27 de Junho de 2012). **Pré-sal, o maior desafio do Brasil**. Disponível em Exame.com: <http://exame.abril.com.br/revista-exame/edicoes/1019/noticias/pre-sal-o-maior-desafio-do-brasil>. Acesso em 06 de Outubro de 2015.

PALTSEV, S.; et al. **The MIT emissions prediction and policy analysis (EPPA) Model: version 4**. Cambridge: MIT Joint Program on the Science and Policy of Global Change. 2005

PETROBRAS. **Participação do setor de petróleo e gás chega a 13% do PIB brasileiro**. Disponível em Petrobras: <http://www.petrobras.com/pt/magazine/post/participacao-do-setor-de-petroleo-e-gas-chega-a-13-do-pib-brasileiro.htm>. Acesso em 06 de Outubro de 2015

PETROBRAS. **Plano de Negócios 2012-2016**. Rio de Janeiro, 2012

PETROBRAS. **Plano de Negócios e Gestão 2015 - 2019**. Rio de Janeiro, 2015

PETROBRAS. **Pré-Sal**. Disponível em Petrobras: <http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/>. Acesso em 06 de Outubro de 2015

PETROBRAS. **Fato relevante** - Resultado do leilão do bloco de Libra. Disponível em Petrobras: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/fato-relevante-resultado-do-leilao-do-bloco-de-libra>. Acesso em 06 de Outubro de 2015

PETROBRAS. **A Petrobras no ano de 2010**. Disponível em Fatos e Dados: <http://fatosedados.blogspotpetrobras.com.br/2010/12/22/a-petrobras-em-2010/>. Acesso em 05 de Outubro de 2015

PIERMARTINI, R.; THE, R. **Demystifying modeling methods for trade policy**. WTO Discussion Papers, Nº10, 2005

PIRES, A., & SCHECHTMAN, R. **A ameaça do pré-sal aos biocombustíveis**. Disponível em Unica: <http://www.unica.com.br/convidados/1047269292039673243/a-ameaca-do-pre-sal-aos-biocombustiveis/>. Acesso em 11 de Outubro de 2015

POLITO, R. **Pré-sal tem potencial de reservas de 28 a 35 bilhões de barris**. Disponível em Valor Econômico: <http://www.valor.com.br/empresas/3627332/pre-sal-tem-potencial-de-reservas-de-28-35-bilhoes-de-barris>. Acesso em 06 de Outubro de 2015,

PORTAL BRASIL. **Pré-sal demandará US\$ 400 bilhões até 2020, segundo ANP**. Disponível em Portal Brasil: <http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2012/05/pre-sal-demandara-us-400-bilhoes-ate-2020-segundo-anp>. Acesso em 06 de Outubro de 2015

PRICEWATERHOUSE COOPERS. **Economic impacts of the oil and natural gas industry on the us economy in 2011**, 2013

RAMALHO, A. **Pré-sal é viável com barril acima dos US\$ 55**. Disponível em Valor Econômico: <http://www.valor.com.br/empresas/4279086/pre-sal-e-viavel-com-barril-acima-dos-us-55>, Acesso em 12 de Novembro de 2015,

Rathmann, R.; Szklo, A.; Schaeffer, R. **Targets and results of the Brazilian Biodiesel Incentive Program – Has it reached the Promised Land?**. Applied Energy, pp. 97 91-100, 2012

RIBEIRO, J. **Lula diz que pré-sal é 'bilhete premiado' que não pode ser desperdiçado**. Disponível em globo.com: [http://g1.globo.com/Noticias/Economia\\_Negocios/0,,MUL740180-9356,00-LULA+DIZ+QUE+PRESAL+E+BILHETE+PREMIADO+QUE+NAO+PODE+SER+D+ESPERDICADO.html](http://g1.globo.com/Noticias/Economia_Negocios/0,,MUL740180-9356,00-LULA+DIZ+QUE+PRESAL+E+BILHETE+PREMIADO+QUE+NAO+PODE+SER+D+ESPERDICADO.html). Acesso em 06 de Outubro de 2015,

ROSA, B. **Petrobras anuncia redução de investimento**. Disponível em O Globo: <http://oglobo.globo.com/economia/petrobras-anuncia-reducao-de-investimento-17695711>. Acesso em 07 de Outubro de 2015

ROSA, B. **Pré-sal: Brasil tem potencial para explorar 55 bilhões de barris.** Disponível em O Globo: <http://oglobo.globo.com/economia/pre-sal-brasil-tem-potencial-para-explorar-55-bilhoes-de-barris-6097763>. Acesso em 06 de Outubro de 2015

ROSSER, A. **The political economy of the Resource Curse** - A Literature Survey. Institute of Development Studies at the University of Sussex Brighton, IDS Working Paper 268. 2006

RUTHERFORD, T. **Applied general equilibrium modeling with MPSGE as a GAMS subsystem: an overview of the modeling framework and syntax.** Computational Economics, pp. v. 14 p. 1-46, 1999

SACHS, J.; & WARNER, M. **Natural Resource Abundance and Economic Growth.** Bureau of Economic Research Cambridge, MA, Working Paper 6398, 1995

SADOULET, E.; DE JANVRY, A. **Quantitative development policy analysis.** Baltimore: The Johns Hopkins University, 1995

SANTOS, M. et al. **A Exploração do petróleo na camada pré-sal e os impactos no agronegócio brasileiro.** XXX Encontro Nacional de Engenharia de Produção. São Carlos, 2010

SCHECK, J.; WILLIAMS, S.; GILBERT, D. **Shell to Buy BG Group for About \$70 Billion.** Disponível em The Wall Street Journal: <http://www.wsj.com/articles/shell-to-buy-bg-group-1428473660>. Acesso em 06 de Outubro de 2015

SEFAZ-RJ. **Pré-sal: de quanto estamos falando?** Rio de Janeiro, 2010

SERIGATI, F. **Petrobras : a vilã poderia ser a solução.** Agroenergia, pp. 25-28, 2014

SHOVEN, J.; WHALLEY, J. **Applying general equilibrium.** Cambridge: Cambridge University Press, 1998

SINDIPEÇAS. **Relatório da frota circulante de 2015.** São Paulo, 2015

SZKLO, A.; LUCENA, A.; SCHAEFFER, R. **The brazilian energy sector: the transition to an energy industry of the future.** pp. 193-205, 2013

THURLOW, J. **A dynamic computable General Equilibrium (CGE) Model for South Africa: Extending the Static IFPRI Model.** Trade and Industrial Policy Strategies, pp. (Working Paper 1 - 2004), 2004

TOKGOZ, S.; et al. **Bottlenecks, drought, and oil price spikes: Impact on US ethanol and agricultural sectors.** Review of Agricultural Economics, pp. 30(4), 604-622, 2008

UNITED NATIONS (UN). **Long-run world population projection: based on the 1998 revision.** New York: United Nations, 2000

UNITED NATIONS (UN). **World population prospects: the 2000 revision.** New York: United Nations, Department of Economics and Social Affairs, population division, 2011

URBANCHUK, J. M. **Contribution of the ethanol industry to the economy of the united states.** Renewable Fuels Association, 2010

WING, S. **Computable general equilibrium models and their use in economy - WidePolicy Analysis.** Cambridge, Massachusetts: MIT Joint Program on the Science and Policy of Global Change, 20014



## ANEXOS

## ANEXO A – Tabela 7 - Mapeamento de Setores e Regiões do GTAP para o EPPA

Setor do EPPA	Setor original do GTAP	Descrição do GTAP	Setor do EPPA	Setor original do GTAP	Descrição do GTAP
AGRI	PDR	Paddy rice	OTHR	LUM	Lumber
AGRI	WHT	Wheat	CRP	PPP	Paper and paper products
AGRI	GRO	Other Grains	ROIL	P_C	Petroleum and coke
AGRI	V_F	Veg & fruit	CRP	CRP	Chemical rubber products
AGRI	OSD	Oil seeds	EINT	NMM	Non-metallic minerals
AGRI	C_B	Cane and beet	IRON	I_S	Iron and steel
AGRI	PFB	Plant fibres	EINT	NFM	Non-ferrous metals
AGRI	OCR	Other crops	IRON	FMP	Fabricated metal products
AGRI	CTL	Cattle	OTHR	MVH	Motor vehicles and parts
AGRI	OAP	Other animal products	OTHR	OTN	Other transport equipment
AGRI	RMK	Raw milk	OTHR	ELE	Electronic equipment
AGRI	WOL	Wool	OTHR	OME	Other machinery and equipment
AGRI	FRS	Forestry	OTHR	OMF	Other manufacturing
AGRI	FSH	Fishing	ELEC	ELY	Electricity
COAL	COL	Coal	GAS	GDT	Faz distribution
OIL	OIL	Oil	OTHR	WTR	Water
GAS	GAS	Gas	OTHR	CNS	Construction
OTHR	OMN	Other mining	SERV	TRD	Trade
OTHR	CMT	Cattle meat	TRAN	OTP	Other transport
OTHR	OMT	Other meat	TRAN	WTP	Water transport
OTHR	VOL	Vegetable oils	TRAN	ATP	Air transport
OTHR	MIL	Milk	SERV	CMN	Communications
OTHR	PCR	Processed rice	SERV	OFI	Other financial intermediation
OTHR	SGR	Sugar	SERV	ISR	Insurance
OTHR	OFD	Other food	SERV	OBS	Other business services
OTHR	B_T	Beverages and tobacco products	SERV	ROS	Recreation and other services
OTHR	TEX	Textiles	SERV	OSG	Other services
OTHR	WAP	Wearing apparel	OTHR	DWE	Dwellings
OTHR	LEA	Leather	CGD	CGD	Savings goods

Fonte: Núcleo de Estudos de Economia de Baixo Carbono (EBC) (2012). Elaboração própria

## Anexo A – Tabela 8 - Mapeamento dos setores do GTAP para o EPPA

Setor do EPPA	Setor original do GTAP	Descrição do GTAP	Setor do EPPA	Setor original do GTAP	Descrição do GTAP
AGRI	PDR	Paddy rice	OTHR	LUM	Lumber
AGRI	WHT	Wheat	CRP	PPP	Paper and paper products
AGRI	GRO	Other Grains	ROIL	P_C	Petroleum and coke
AGRI	V_F	Veg & fruit	CRP	CRP	Chemical rubber products
AGRI	OSD	Oil seeds	EINT	NMM	Non-metallic minerals
AGRI	C_B	Cane and beet	IRON	I_S	Iron and steel
AGRI	PFB	Plant fibres	EINT	NFM	Non-ferrous metals
AGRI	OCR	Other crops	IRON	FMP	Fabricated metal products
AGRI	CTL	Cattle	OTHR	MVH	Motor vehicles and parts
AGRI	OAP	Other animal products	OTHR	OTN	Other transport equipment
AGRI	RMK	Raw milk	OTHR	ELE	Electronic equipment
AGRI	WOL	Wool	OTHR	OME	Other machinery and equipment
AGRI	FRS	Forestry	OTHR	OMF	Other manufacturing
AGRI	FSH	Fishing	ELEC	ELY	Electricity
COAL	COL	Coal	GAS	GDT	Faz distribution
OIL	OIL	Oil	OTHR	WTR	Water
GAS	GAS	Gas	OTHR	CNS	Construction
OTHR	OMN	Other mining	SERV	TRD	Trade
OTHR	CMT	Cattle meat	TRAN	OTP	Other transport
OTHR	OMT	Other meat	TRAN	WTP	Water transport
OTHR	VOL	Vegetable oils	TRAN	ATP	Air transport
OTHR	MIL	Milk	SERV	CMN	Communications
OTHR	PCR	Processed rice	SERV	OFI	Other financial intermediation
OTHR	SGR	Sugar	SERV	ISR	Insurance
OTHR	OFD	Other food	SERV	OBS	Other business services
OTHR	B_T	Beverages and tobacco products	SERV	ROS	Recreation and other services
OTHR	TEX	Textiles	SERV	OSG	Other services
OTHR	WAP	Wearing apparel	OTHR	DWE	Dwellings
OTHR	LEA	Leather	CGD	CGD	Savings goods

Fonte: Núcleo de Estudos de Economia de Baixo Carbono (EBC) (2012). Elaboração própria

## ANEXO B – A Álgebra do Modelo EPPA<sup>9</sup>

O modelo EPPA foi construído a partir do subprograma *Mathematical Programming System for General Equilibrium* – MPSGE Rutherford (1999), que é uma linguagem de programação desenvolvida para solucionar modelos econômicos de equilíbrio ao estilo Arrow-Debreu. O MPSGE usa como interface a linguagem de programação do GAMS e objetiva construir modelos computáveis de equilíbrio geral de forma simples e com menores chances de erro de programação, aumentando a produtividade do pesquisador. Isso é possível uma vez que o MPSGE cria automaticamente a formulação matemática do modelo na forma de um problema de complementariedade mista, uma vez escolhidas as formas funcionais desejadas para as funções de produção, de transformação e de utilidade, as possibilidades de substituição entre bens e insumos, e os dados iniciais de fluxos econômicos da matriz de contabilidade social em equilíbrio. O MPSGE utiliza essas informações para construir algebricamente as funções de custo e demanda relacionadas e checa automaticamente todas as condições de equilíbrio dos mercados e de lucro zero.

A formulação do problema de complementariedade mista pelo MPSGE considera que três desigualdades devem ser satisfeitas: condição de lucro zero (ou custo unitário igual ao preço do bem), condição de equilíbrio nos mercados (oferta igual a demanda) e condição de balanço da renda (despesas iguais às receitas). Um conjunto de três variáveis não negativas deve ser determinado na solução de um problema em MCP: preços, quantidades (níveis de atividades em MPSGE) e níveis de renda. Pretende-se aqui apresentar a formulação algébrica construída pelo MPSGE para o modelo EPPA para um período qualquer. Serão apresentadas as principais equações do modelo, excluindo-se a representação das tecnologias *backstop* e omitindo-se os impostos comuns e restrições aos gases de efeito estufa, a não ser os relacionados ao carbono proveniente das emissões de combustíveis fósseis. A representação das árvores tecnológicas e o texto do Capítulo 2 contém todas as informações necessárias para a compreensão do modelo<sup>10</sup>.

<sup>9</sup> Este anexo foi retirado de Gurgel A. (2011)

<sup>10</sup> A construção das equações pelo MPSGE é entendida ao comparar as mesmas com as árvores tecnológicas das apresentadas na seção de Metodologia, e pode ser facilmente inferida para os setores *backstop*, dada a menor complexidade dos mesmos. Vale notar que o modelo EPPA possui uma versão “open source”, disponível no endereço eletrônico <http://globalchange.mit.edu/igsm/eppadl.html> a pesquisadores interessados em trabalhar com o modelo.

As tabelas a seguir apresentam os conjuntos, variáveis e parâmetros do modelo. Na notação algébrica, o símbolo  $\Pi_{rk}^u$  denota a função de lucro na região  $r$  e setor  $k$  para a atividade de produção  $u$ . As equações de lucro zero denotam as estruturas tecnológicas de cada setor e atividade da economia. A construção dessas equações utiliza as funções de custo unitário e as funções de demanda na sua forma calibrada pela proporção (*calibrated share form*), como descrito por Rutherford (2002). Tal formulação considera que o preço unitário de cada atividade deve ser igual aos custos dos insumos e fatores para produção da mesma, considerando as possibilidades de substituição descritas na metodologia. A diferenciação da função de lucro em relação aos preços dos insumos e produtos gera as demandas compensadas e de oferta (lema de Shepard), que serão utilizadas nas condições de equilíbrio de mercado.

#### ANEXO B - Tabela 9 - Conjuntos e subconjuntos do modelo

Notação	Descrição
$k, i, j^1$	Setores e bens
$r, s$	Regiões
<i>Sub-setores de k:</i>	
<i>STIO</i>	Setores de serviços, transportes, intensivo em energia e de outras indústrias
<i>ASIO</i>	Setores de agricultura, serviços, intensivo em energia e de outras indústrias
<i>ENE</i>	Setores de energia: carvão, gás natural, petróleo, petróleo refinado e eletricidade
<i>ENOE</i>	Setores de energia não-elétricos: carvão, gás natural, petróleo e petróleo refinado
<i>FF</i>	Setores de energia fóssil primária: carvão, gás natural, petróleo
<i>ECGPR</i>	Setores de energia elétrica, carvão, gás natural e petróleo refinado
<i>CO</i>	Setores de carvão e petróleo

A Tabela 1 apresenta todos os elementos dos conjuntos  $k$  e  $r$  do modelo EPPA.

Fonte: Gurgel A. (2011)

**ANEXO B - Tabela 10 - Variáveis Endógenas (setores e níveis de preços)**

Variável	Descrição
$Y_{rk}$	Produção do setor $k$ na região $r$
$N_{rk}$	Insumo energético agregado utilizado no setor $k$ na região $r$
$M_{rk}$	Importações agregadas do setor $k$ na região $r$
$A_{rk}$	Agregação Armington de bens domésticos e importados no setor $k$ na região $r$
$U_r$	Nível de utilidade das famílias na região $r$
$S_r$	Poupança das famílias na região $r$
$C_r$	Consumo agregado (bens e energia, exceto transporte) das famílias na região $r$
$CT_r$	Consumo de transporte das famílias na região $r$
$\pi_{rk}^Y$	Preço de produção do bem $k$ produzido na região $r$
$\pi_{rk}^A$	Preço do bem agregado $k$ de Armington na região $r$
$\pi_{rk}^N$	Preço do agregado energético no setor $k$ na região $r$
$\pi_r^{LD}$	Preço dos serviços do fator terra na região $r$
$\pi_{rk}^{EMB}$	Preço da cesta agregada de energia e materiais no setor $k$ na região $r$
$\pi_r^{PS}$	Preço dos insumos substitutos perfeitos na produção de energia elétrica na região $r$
$\pi_r^{WS}$	Preço dos insumos de energia eólica e solar na produção de energia elétrica na região $r$
$\pi_{rk}^M$	Preço das importações agregadas do bem $k$ importados pela região $r$
$\pi^T$	Preço do transporte internacional
$w_r$	Salário na região $r$
$r_r$	Preço dos serviços de capital na região $r$
$q_r^{LD}$	Preço dos serviços (retorno) da terra na região $r$
$q_{rk}$	Preço dos serviços (retorno) dos recursos naturais fósseis na região $r$
$q_r^{NU}$	Retorno dos recursos fixos utilizados no setor de energia nuclear na região $r$
$q_r^{HD}$	Retorno dos recursos fixos utilizados no setor de energia nuclear na região $r$
$\pi_{rk}^E$	Preço das permissões de GEEs no setor $k$ na região $r$
$\pi_{rC}^E$	Preço das permissões de GEEs no consumo final na região $r$
$p_r^U$	Índice de preço da utilidade do consumidor na região $r$
$p_r^S$	Índice de preço da poupança do consumidor na região $r$
$p_r^{OC}$	Índice de preço da cesta de outros consumos na região $r$
$p_r^T$	Índice de preço da cesta de transporte do consumidor na região $r$

Fonte: Gurgel A. (2011)

**ANEXO B - Tabela 11 - Parâmetros iniciais de parcelas de custos ( $\theta$ ), dotações de fatores e coeficientes técnicos (variáveis exógenas)**

Parâmetro <sup>1</sup>	Descrição
$\theta_{rjk}$	Parcela do bem intermediário $j$ no setor $k$ na região $r$
$\theta_{rk}^{KLE}$	Parcela da cesta KLE no setor $k$ na região $r$
$\theta_{rk}^N$	Parcela de energia na cesta KLE no setor $k$ na região $r$
$\alpha_{rk}$	Parcela de mão-de-obra no setor $k$ na região $r$
$\alpha_{rN}$	Parcela de mão-de-obra no setor de energia <i>nuclear</i> na região $r$
$\alpha_{rH}$	Parcela de mão-de-obra no setor de energia hidroelétrica na região $r$
$\theta_{rk}^{ELE}$	Parcela de eletricidade na demanda de energia pelo setor $k$ na região $r$
$\theta_{rk}^{VA}$	Parcela de valor adicionado no setor $k$ na região $r$
$\theta_r^{LD}$	Parcela do fator terra no setor AGR na região $r$
$\theta_{rk}^{II}$	Parcela de insumos intermediários agregados no setor $k$ na região $r$
$\theta_{rjk}^{ENOE}$	Parcela do insumo $j \in ENOE$ no setor $k$ na região $r$
$\theta_{rk}^R$	Parcela de recurso natural do setor $k$ na região $r$
$\theta_{rk}^{GAS}$	Parcela de gás natural na cesta de combustíveis fósseis no setor $k$ na região $r$
$\theta_{rk}^{PS}$	Parcela de insumos substitutos perfeitos no setor de eletricidade na região $r$
$\theta_{rN}^R$	Parcela do recurso fixo na produção de energia nuclear
$\theta_{rH}^R$	Parcela do recurso fixo na produção de energia hidroelétrica
$\theta_{rk}^D$	Parcela do bem doméstico $k$ no Agregado de Armington na região $r$
$\theta_{srk}^M$	Parcela das importações do bem $k$ provenientes da região $s$ nas importações de $r$
$\theta_r^S$	Parcela de custo com poupança no custos totais de consumo na região $r$
$\theta_r^{OC}$	Parcela da cesta de outros consumos no consumo agregado na região $r$
$\theta_{rj}^{CE}$	Parcela do agregado de energia no consumo final da região $r$
$\theta_{rj}^C$	Parcela do bem $j$ no consumo final da região $r$
$\theta_C^{TP}$	Parcela do transporte próprio no consumo final da região $r$
$\theta_C^{RO}$	Parcela de petróleo refinado para transporte no consumo final da região $r$
$\theta_C^{SE}$	Parcela de serviços (seguros, manutenção, etc) e de bens de outras indústrias (automóveis, peças, etc) para transporte no consumo final da região $r$
$\omega_r^L$	Dotação de trabalho na região $r$
$\omega_r^K$	Dotação de capital na região $r$
$\omega_r^{LD}$	Dotação de terra na região $r$
$\omega_{rk}^R$	Dotação do recurso natural do setor $k$ na região $r$ ( $k \in FF$ )
$\omega_r^{NU}$	Dotação do recurso fixo nuclear na região $r$
$\omega_r^{HD}$	Dotação do recurso fixo hidroelétrico na região $r$
$\omega_{rk}^E$	Dotação de permissões de carbono para o setor $k$ na região $r$
$\omega_{rC}^E$	Dotação de permissões de carbono para as famílias na região $r$
$\epsilon_{rk}^j$	Coeficiente de emissões de carbono pelo combustível fóssil $j \in ENOE$ no setor $k$ na região $r$
$\epsilon_{rC}^j$	Coeficiente de emissões de carbono pelo combustível fóssil $j \in ENOE$ no consumo final na região $r$
$\bar{B}_r$	Saldo do balanço de pagamentos na região $r$ , tal que: $\sum_r \bar{B}_r = 0$
$\mu_{rsk}$	Coeficiente de custo unitário de transporte internacional do bem $k$ da região $s$ para a região $r$

Fonte: Gurgel A. (2011)

- **Condições de Lucro Zero**

1. Produção de bens pelos setores SERV, EINT, TRAN, OTHR (STIO):

$$\begin{aligned}\Pi_{rk}^Y &= \pi_{rk}^Y - \sum_{j \notin ENE} \theta_{rjk} \pi_{rj}^A - \theta_{rk}^{KLE} \left[ \theta_{rk}^N (\pi_{rk}^N)^{1-\sigma_{EVA}} + (1 - \theta_{rk}^N) (w_r^{\alpha_{rk}} r_r^{1-\alpha_{rk}})^{1-\sigma_{EVA}} \right]^{\frac{1}{1-\sigma_{EVA}}} \\ &= 0 \quad \forall k \in STIO\end{aligned}$$

2. Produção de bens do setor AGR

$$\begin{aligned}\Pi_{rk}^Y &= \pi_{rk}^Y - \left\{ \theta_{rk}^{VA} (w_r^{\alpha_{rk}} r_r^{1-\alpha_{rk}})^{1-\sigma_{ERVA}} + (1 - \theta_{rk}^{VA}) \left[ \theta_{rk}^{LD} (q_r^{LD})^{1-\sigma_{ER}} + (1 - \theta_{rk}^{LD}) \pi_{rk}^{EMB}^{1-\sigma_{ER}} \right]^{\frac{1-\sigma_{ERVA}}{1-\sigma_{ER}}} \right\}^{\frac{1}{1-\sigma_{ERVA}}} \\ &= 0 \quad \forall k \in AGR\end{aligned}$$

$$\Pi_{rk}^{EMB} = \pi_{rk}^{EMB} - \left\{ \theta_{rk}^{II} \left( \sum_{j \notin ENE} \theta_{rjk} \pi_{rj}^A \right)^{1-\sigma_{AE}} + (1 - \theta_{rk}^{II}) \pi_{rk}^N^{1-\sigma_{AE}} \right\}^{\frac{1}{1-\sigma_{AE}}} = 0 \quad \forall k \in AGR$$

3. Produção de energia primária de combustíveis fósseis:

$$\begin{aligned}\Pi_{rk}^Y &= \pi_{rk}^Y - \left[ \theta_{rk}^R q_{rk}^{1-\sigma_{GR}} + (1 - \theta_{rk}^R) \left( \sum_{j \notin ENE} \theta_{rjk} \pi_{rj}^A + (w_r^{\alpha_{rk}} r_r^{1-\alpha_{rk}}) \right)^{1-\sigma_{GR}} \right]^{\frac{1}{1-\sigma_{GR}}} \\ &= 0 \quad \forall k \in FF\end{aligned}$$

4. Produção de petróleo refinado

$$\begin{aligned}\Pi_{rk}^Y &= \pi_{rk}^Y - \sum_{j \notin ECGPR} \theta_{rjk} \pi_{rj}^A \\ &\quad - \theta_{rk}^{KLE} \left[ \theta_{rk}^N (\pi_{rk}^N)^{1-\sigma_{EVA}} + (1 - \theta_{rk}^N) (w_r^{\alpha_{rk}} r_r^{1-\alpha_{rk}})^{1-\sigma_{EVA}} \right]^{\frac{1}{1-\sigma_{EVA}}} = 0 \quad \forall k \in ROIL\end{aligned}$$

5. Produção de eletricidade

$$\Pi_{rk}^Y = \pi_{rk}^Y - \left[ \theta_{rk}^{PS} \pi_r^{PS^{1-\sigma_{WS}}} + (1 - \theta_{rk}^{PS}) \pi_r^{WS^{1-\sigma_{WS}}} \right]^{\frac{1}{1-\sigma_{WS}}} = 0 \quad \forall k \in ELE$$

$$\begin{aligned}\Pi_r^{PS} = \pi_r^{PS} - & \left( \sum_{j \notin ENE} \theta_{rjELE} \pi_{rj}^A \right. \\ & + \theta_{rELE}^{KLE} \left[ \theta_{rELE}^N (\pi_{rELE}^N)^{1-\sigma_{EVA}} \right. \\ & \left. \left. + (1 - \theta_{rELE}^N) (w_r^{\alpha_{rELE}} r_r^{1-\alpha_{rELE}})^{1-\sigma_{EVA}} \right]^{\frac{1}{1-\sigma_{EVA}}} \right) = 0\end{aligned}$$

$$\Pi_r^{PS} = \pi_r^{PS} - \left[ \theta_{rH}^R q_r^{HD^{1-\sigma_{NGR}}} + (1 - \theta_{rH}^R) (w_r^{\alpha_{rH}} r_r^{1-\alpha_{rH}})^{1-\sigma_{NGR}} \right]^{\frac{1}{1-\sigma_{NGR}}} = 0$$

## 6. Agregado de insumos energéticos específico por setor

$$\begin{aligned}\Pi_{rk}^N = \pi_{rk}^N - & \left\{ \theta_{rk}^{ELE} (\pi_{rELE}^A)^{1-\sigma_{ENOE}} \right. \\ & \left. + (1 - \theta_{rk}^{ELE}) \left( \sum_{j \in ENOE} \theta_{rjk} (\pi_{rj}^A + \pi_{rk}^E \epsilon_{rk}^j)^{1-\sigma_{EN}} \right)^{\frac{(1-\sigma_{ENOE})}{(1-\sigma_{EN})}} \right\} = 0 \quad \forall k \\ & \in STIO \text{ e } AGR\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Pi_{rk}^N = \pi_{rk}^N - & \left\{ \theta_{rk}^{ELE} (\pi_{rELE}^A)^{1-\sigma_{ENOE}} + (1 \right. \\ & \left. - \theta_{rk}^{ELE}) \left( \sum_{j \in FF} \theta_{rjk} (\pi_{rj}^A + \pi_{rk}^E \epsilon_{rk}^j)^{1-\sigma_{EN}} \right)^{\frac{(1-\sigma_{ENOE})}{(1-\sigma_{EN})}} \right\} = 0 \quad \forall k \in ROIL\end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Pi_{rk}^N = \pi_{rk}^N - & \left\{ \theta_{rk}^{ELE} (\pi_{rELE}^A)^{1-\sigma_{ENOE}} + (1 \right. \\ & - \theta_{rk}^{ELE}) \left[ \theta_{rk}^{GAS} (\pi_{rGAS}^A + \pi_{rk}^E \epsilon_{rk}^{GAS})^{1-\sigma_{COG}} + (1 \right. \\ & - \theta_{rk}^{GAS}) \left( \sum_{j \in CO} \theta_{rjk} (\pi_{rj}^A + \pi_{rk}^E \epsilon_{rk}^j)^{1-\sigma_{CO}} \right)^{\frac{(1-\sigma_{COG})}{(1-\sigma_{CO})}} \left. \right] \left. \right\}^{\frac{(1-\sigma_{ENOE})}{(1-\sigma_{COG})}} \frac{1}{1-\sigma_{ENOE}} \\ & = 0 \quad \forall k \in ELE \end{aligned}$$

7. Agregado de Armington:

$$\Pi_{rk}^A = \pi_{rk}^A - [\theta_{rk}^D (\pi_{rk}^Y)^{1-\sigma_{DM}} + (1 - \theta_{rk}^D) (\pi_{rk}^M)^{1-\sigma_{DM}}]^{1/(1-\sigma_{DM})} = 0$$

8. Agregação de importações de diferentes regiões:

$$\Pi_{rk}^M = \pi_{rk}^M - \left( \sum_s \theta_{ksi}^M (\pi_{sk}^Y + \mu_{ksi} \pi^T)^{1-\sigma_{MM}} \right)^{1/(1-\sigma_{MM})} = 0$$

9. Nível de utilidade das famílias (poupança e consumo):

$$\begin{aligned} \Pi_r^U = p_r^U - & \left\{ \theta_r^S (p_r^S)^{1-\sigma_{CS}} + (1 - \theta_r^S) [\theta_r^{OC} (p_r^{OC})^{1-\sigma_{CT}} + (1 - \theta_r^{OC}) (p_r^T)^{1-\sigma_{CT}}] \right\}^{\frac{1-\sigma_{CS}}{1-\sigma_{CT}}} \frac{1}{1-\sigma_{CS}} \\ & = 0 \end{aligned}$$

10. Demanda de energia e outros bens pelas famílias

$$\begin{aligned} \Pi_r^{OC} = p_r^{OC} - & \left\{ \left[ \theta_r^{CE} \left( \sum_{j \in ENOE} \theta_{rj}^C (\pi_{rj}^A + \pi_{rC}^E \epsilon_{rC}^j)^{1-\sigma_{EF}} \right)^{\frac{1}{(1-\sigma_{EF})}} \right]^{1-\sigma_{EC}} \right. \\ & + \left. \left[ (1 - \theta_r^{CE}) \left( \sum_{j \in ASIO} \theta_{rj}^C (\pi_{rj}^A)^{1-\sigma_C} \right)^{\frac{1}{(1-\sigma_C)}} \right]^{1-\sigma_{EC}} \right\}^{\frac{1}{1-\sigma_{EC}}} = 0 \end{aligned}$$

11. Demanda de serviços de transporte pelas famílias



$$\begin{aligned} \Pi_r^{CT} = p_r^T - & \left\{ \theta_C^{TP} \left\{ \theta_C^{RO} (\pi_{rROIL}^A + \pi_{rROIL}^A \epsilon_{rC}^{ROIL})^{1-\sigma_{FSO}} + (1 \right. \right. \\ & \left. \left. - \theta_C^{RO}) [\theta_C^{SE} (\pi_{rSEV}^A)^{1-\sigma_{SO}} + (1 - \theta_C^{SE}) (\pi_{rOTHR}^A)^{1-\sigma_{SO}}] \frac{1-\sigma_{FSO}}{1-\sigma_{SO}} \right\}^{\frac{1-\sigma_{PO}}{1-\sigma_{FSO}}} + (1 \right. \\ & \left. - \theta_C^{TP}) (\pi_{rTRAN}^A)^{1-\sigma_{PO}} \right\}^{\frac{1}{1-\sigma_{PO}}} = 0 \end{aligned}$$

- **Condições de Equilíbrio dos Mercados**

## 12. Trabalho

$$\omega_r^L = \sum_k Y_{rk} \frac{\partial \Pi_{rk}^Y}{\partial w_r}$$

## 13. Capital

$$\omega_r^K = \sum_k Y_{rk} \frac{\partial \Pi_{rk}^Y}{\partial r_r}$$

## 14. Terra

$$\omega_r^{LD} = Y_{rk} \frac{\partial \Pi_{rk}^Y}{\partial q_r^{LD}} \quad \forall k \in AGR$$

## 15. Recursos naturais (reservas de combustíveis fósseis)

$$\omega_{rk}^R = Y_{rk} \frac{\partial \Pi_{rk}^Y}{\partial q_{rk}} \quad \forall k \in FF$$

## 16. Recursos fixos (nuclear e hidroelétrico)

$$\omega_r^{NU} = Y_{rELE} \frac{\partial \Pi_r^{PS}}{\partial q_r^{NU}}$$

$$\omega_r^{HD} = Y_{rELE} \frac{\partial \Pi_r^{PS}}{\partial q_r^{HD}}$$

## 17. Produção setorial

$$Y_{rk} = A_{rk} \frac{\partial \Pi_{rk}^A}{\partial \pi_{rk}^Y} + \sum_{s \neq r} M_{sk} \frac{\partial \Pi_{sk}^M}{\partial \pi_{rk}^Y}$$

## 18. Demanda de energia setorial

$$N_{rk} = Y_{rk} \frac{\partial \Pi_{rk}^Y}{\partial \pi_{rk}^N}$$

## 19. Oferta de importação

$$M_{rk} = A_{rk} \frac{\partial \Pi_{rk}^A}{\partial \pi_{rk}^M}$$

## 20. Oferta agregada Armington

$$A_{rj} = \sum_k Y_{rk} \frac{\partial \Pi_{rk}^Y}{\partial \pi_{rj}^A} + C_r \frac{\partial \Pi_r^{OC}}{\partial \pi_{rj}^A}$$

$$A_{rj} = \sum_{k \in STIO} Y_{rk} \frac{\partial \Pi_{rk}^Y}{\partial \pi_{rj}^A} + \sum_{k \in ENOE} Y_{rk} \frac{\partial \Pi_{rk}^Y}{\partial \pi_{rj}^A} + Y_{rAGR} \frac{\partial \Pi_{rAGR}^{EMB}}{\partial \pi_{rj}^A} + Y_{rELE} \frac{\partial \Pi_r^{PS}}{\partial \pi_{rj}^A} + C_r \frac{\partial \Pi_r^{OC}}{\partial \pi_{rj}^A}$$

$$+ CT_r \frac{\partial \Pi_r^{CT}}{\partial \pi_{rj}^A} \quad \forall j \notin ENE$$

$$A_{rj} = \sum_k N_{rk} \frac{\partial \Pi_{rk}^N}{\partial \pi_{rj}^A} + C_r \frac{\partial \Pi_r^{OC}}{\partial \pi_{rj}^A} + CT_r \frac{\partial \Pi_r^{CT}}{\partial \pi_{rj}^A} \quad \forall j \in ECGPR$$

$$A_{rj} = \sum_{k \notin ROIL} N_{rk} \frac{\partial \Pi_{rk}^N}{\partial \pi_{rj}^A} + Y_{rROIL} \frac{\partial \Pi_{rROIL}^Y}{\partial \pi_{rj}^A} + C_r \frac{\partial \Pi_r^{OC}}{\partial \pi_{rj}^A} \quad \forall j \in OIL$$

## 21. Demanda por poupança pelas famílias

$$S_r = U_r \frac{\partial \Pi_r^U}{\partial p_r^S}$$

## 22. Demanda final por bens e serviços (incluindo energia) pelas famílias

$$C_r = U_r \frac{\partial \Pi_r^U}{\partial p_r^{OC}}$$

## 23. Demanda final de serviços de transporte pelas famílias

$$CT_r = U_r \frac{\partial \Pi_r^U}{\partial p_r^T}$$

## 24. Emissões de carbono pelos setores

$$\omega_{rk}^E = N_{rk} \frac{\partial \Pi_{rk}^N}{\partial \pi_{rk}^E}$$

## 25. Emissões de carbono pelas famílias

$$\omega_{rC}^E = N_{rk} \frac{\partial \Pi_r^{OC}}{\partial \pi_{rC}^E}$$

- Balço da renda**

$$p_r^U U_r = w_r \omega_r^L + r_r \omega_r^K + q_r^{LD} \omega_r^{LD} + \sum_{k \in FF} q_{rk} \omega_{rk}^R + q_r^{NU} \omega_r^{NU} + q_r^{HD} \omega_r^{HD} + \sum_k \pi_{rk}^E \omega_{rk}^E$$

$$+ \pi_{rC}^E \omega_{rC}^E + \bar{B}_r$$

Deve-se notar que as condições de lucro zero que envolvem a demanda de energia fóssil explicitam como as políticas de restrições às emissões de carbono são introduzidas no modelo. Nessas equações, o preço do insumo energético de origem fóssil ( $\pi_{rj}^A$ ) é somado ao preço das permissões de emissões ( $\pi_{rk}^E \epsilon_{rk}^j$ ), considerando o coeficiente físico de emissões específico de cada combustível para cada setor da economia. Dessa forma, quando a política é implementada, ativa-se a necessidade de utilizar para cada unidade monetária de energia o equivalente, em unidades físicas, de permissões de emissões correspondente ao que seria emitido pelo setor ao consumir aquele valor de energia. O preço das permissões pode ser especificado por setor emissor ( $k$ ) como representado nas equações, ou ainda, como um preço único para a economia ( $\pi_r^E$ ) no caso de mercados nacionais de carbono, ou ainda como um preço único para o mundo ou grupo de regiões ( $\pi^E$ ) no caso de mercados internacionais de emissões.

Por fim, deve-se ilustrar como é feita a programação do MPSGE, uma vez que a representação algébrica descrita anteriormente não precisa ser digitada pelo modelador, sendo construída automaticamente pelo software. Abaixo representa-se o bloco de produção dos setores de serviços, transportes, bens intensivos em energia e outras indústrias na linguagem de programação do MPSGE:

```
$PROD:Y(k,r) s:0 ee:sigmaEVA(r,k) va(ee):sigmaVA(r,k)
O:PY(k,r) Q:XP0(r,k)
I:PA(ne,r) Q:XDP0(r,ne,k)
I:PL(r) Q:LABD(r,k) va:
I:PK(r) Q:KAPD(r,k) va:
I:PEN(k,r) Q:ENE(k,r) ee:
```

O bloco de produção acima indica que o setor  $Y(k,r)$  produz uma bem cujo preço é  $PY(k,r)$ , a partir da combinação de: insumos intermediários com preços  $PA(ne,r)$ , provenientes da oferta de bens agregados Armington não energéticos (subconjunto  $ne$ ); trabalho (preço  $PL$ ); capital (preço  $PK$ ); e um agregado de insumos energéticos de preço  $PEN(k,r)$ . O nível de  $Y$  e dos diversos preços são variáveis endógenas no modelo. Os parâmetros especificados após os campos “Q:” indicam os valores na base de dados inicial do modelo relacionados com cada um dos preços, ou seja, o valor inicial da produção do setor ( $XP0$ ), o valor dos insumos intermediários ( $XDP0$ ), o valor dos serviços de trabalho ( $LABD$ ) e de capital ( $KAPD$ )

e o valor do agregado de insumos energéticos (ENE). Para que a condição de lucro zero seja satisfeita, a soma dos valores dos insumos deve ser igual ao valor da produção. Por último, o código após a especificação dos parâmetros da base de dados (“va:” e “ee:”) indicam as possibilidades de substituição na árvore tecnológica. O valor das elasticidades de substituição são especificados na primeira linha do código, logo após a definição do bloco de produção \$PROD:Y(k,r). A especificação “s:” indica o nível de substituição mais alto na árvore tecnológica e não precisa ser colocado na linha dos insumos. O valor zero na frente deste símbolo indica que a função assume proporções fixas de insumos intermediários e do agregado dos demais insumos (cesta KLE). A especificação “ee:” define a elasticidade  $\sigma_{EVA}$  entre o agregado de insumos energéticos e o valor adicionado, enquanto a especificação “va:” determina a elasticidade  $\sigma_{VA}$  entre os componentes do valor adicionado. Maiores detalhes sobre a formulação do modelo EPPA podem ser encontrados em Paltsev et al. (2005), enquanto maiores informações sobre a álgebra criada pelo MPSGE podem ser obtidas em Rutherford (1995, 1999).