

ESTUDOS DO ART. 2º
DA RESOLUÇÃO CNPE
Nº 12/2019

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



MINISTÉRIO DA
AGRICULTURA, PECUÁRIA
E ABASTECIMENTO

MINISTÉRIO DA
ECONOMIA

CASA CIVIL



Estudos atinentes ao art. 2º da Resolução CNPE nº 12, de 4 de junho de 2019,

que estabelece diretrizes para a promoção da livre
concorrência no abastecimento de combustíveis,
demais derivados de petróleo e biocombustíveis no
País, e dá outras providências.

Brasília

Dezembro de 2019





Ministério de Minas e Energia

Ministro

Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Júnior

Secretária-Executiva

Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretária de Petróleo, Gás Natural e

Biocombustíveis

Renata Beckert Isfer

Ministério das Minas e Energia – MME
Esplanada dos Ministérios – Bloco "U" – 8º andar
70065-900 – Brasília – DF
Tel.: (55 61) 2032 5555
www.mme.gov.br

Representantes e Colaboradores

VERTICALIZAÇÃO

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

DEIVSON MATOS TIMBO (TITULAR)

EVERTON GOUSARD DE FREITAS (SUPLENTE)

CASA CIVIL DA REPÚBLICA

ALEXANDRE GHEVENTER (TITULAR)

GUSTAVO HENRIQUE FERREIRA (SUPLENTE)

MINISTÉRIO DA ECONOMIA (COORDENAÇÃO)

CLAUDIO EVANGELISTA DE CARVALHO (TITULAR)

CLAUDIO NAVARRO

EDIE ANDREETO JUNIOR

GUSTAVO GONÇALVES MANFRIM (SUPLENTE)

MAURÍCIO MARINS MACHADO

PATRÍCIA DA SILVA PEREIRA

RAFAEL CAMPELO DE MELO FERRAZ

MINISTÉRIO DA AGRICULTURA, PECUÁRIA E

ABASTECIMENTO

CID JORGE CALDAS (TITULAR)

SILVIO FARNESE (SUPLENTE)

EPE

MARCELO CASTELLO BRANCO CAVALCANTI (TITULAR)

PATRICIA FEITOSA BONFIM STELLING

RAFAEL MORO DA MATA (SUPLENTE)

CADE

CRISTIANE LANDERDAHL DE ALBUQUERQUE (SUPLENTE)

RICARDO MEDEIROS DE CASTRO (TITULAR)

THIAGO LUIS DOS SANTOS PINTO

GÁS LIQUEFEITO DE PETRÓLEO (GLP)

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (COORDENAÇÃO)

DEIVSON MATOS TIMBO

MARISA MAIA DE BARROS (TITULAR)

PEDRO HENRIQUE MILHOMEM COUTINHO (SUPLENTE)

CASA CIVIL DA REPÚBLICA

GUSTAVO HENRIQUE FERREIRA (TITULAR)

GUSTAVO CERQUEIRA ATAÍDE (SUPLENTE)

MINISTÉRIO DA ECONOMIA

CLAUDIO NAVARRO

EDIE ANDREETO JUNIOR

GUSTAVO GONÇALVES MANFRIM (SUPLENTE)

MAURÍCIO MARINS MACHADO (TITULAR)

PATRÍCIA DA SILVA PEREIRA

RAFAEL CAMPELO DE MELO FERRAZ

THALITA CLEMENTE COUTO

EPE

FILIFE DE PADUA FERNANDES SILVA (TITULAR)

GABRIEL DA SILVA AZEVEDO JORGE (SUPLENTE)

MARCELO CASTELLO BRANCO CAVALCANTI

PATRICIA FEITOSA BONFIM STELLING

CADE

CRISTIANE LANDERDAHL DE ALBUQUERQUE (SUPLENTE)

RICARDO MEDEIROS DE CASTRO (TITULAR)

THIAGO LUIS DOS SANTOS PINTO

DUTOS E TERMINAIS TERRESTRES

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

MARISA MAIA DE BARROS (SUPLENTE)

RONNY JOSE PEIXOTO (TITULAR)

CASA CIVIL DA REPÚBLICA

GUSTAVO HENRIQUE FERREIRA (TITULAR)

GUSTAVO CERQUEIRA ATAÍDE (SUPLENTE)

MINISTÉRIO DA ECONOMIA

CLAUDIO NAVARRO

EDIE ANDREETO JUNIOR

GUSTAVO GONÇALVES MANFRIM (TITULAR)

MAURÍCIO MARINS MACHADO (SUPLENTE)

PATRÍCIA DA SILVA PEREIRA

RAFAEL CAMPELO DE MELO FERRAZ

ANP (COORDENAÇÃO)*

DIOGO VALÉRIO

HELIO DA CUNHA BISAGGIO (TITULAR)

JADER PIRES VIEIRA DE SOUZA

JARDEL FARIAS DUQUE

MAGNO ANTÔNIO CALIL RESENDE (SUPLENTE)

EPE

CARLOS AUGUSTO GOES PACHECO

MARCELO CASTELLO BRANCO CAVALCANTI

PATRICIA FEITOSA BONFIM STELLING (TITULAR)

VITOR MANUEL DO ESPIRITO S. SILVA (SUPLENTE)

CADE

CRISTIANE LANDERDAHL DE ALBUQUERQUE (SUPLENTE)

RICARDO MEDEIROS DE CASTRO (TITULAR)

THIAGO LUIS DOS SANTOS PINTO

** O capítulo que trata de dutos e terminais terrestres reflete a opinião técnica dos servidores da ANP, mas o seu resultado não cria vínculo com a agenda regulatória da Agência e novas demandas regulatórias seguirão o fluxo normal de processamento.*

Aviso: *O presente relatório não representa o posicionamento da ANP, tampouco cria vínculo com a sua agenda regulatória, tendo o condão de subsidiar a formulação de medidas voltadas para a promoção da livre concorrência no abastecimento de combustíveis, demais derivados de petróleo e biocombustíveis, nos termos do art. 2º da Resolução CNPE nº 12/2019.*

Agradecimentos

Durante os meses de julho a outubro de 2019, foram realizadas uma série de reuniões com diversos agentes do setor, associações, sindicatos, órgãos governamentais, instituições acadêmicas e consultorias técnicas e jurídicas e outros interessados, que propiciaram o compartilhamento de diferentes visões e perspectivas acerca do abastecimento nacional de combustíveis, no âmbito do art. 2º da Resolução CNPE nº 12, de 4 de junho de 2019, que estabelece diretrizes para a promoção da livre concorrência no abastecimento de combustíveis.

As contribuições oferecidas pelos participantes subsidiaram a elaboração do presente estudo sobre modelos de negócios e arranjos societários, bem como condições de acesso de terceiros a dutos e terminais terrestres.

Nesse sentido, agradecemos a todos aqueles que não mediram esforços no sentido de colaborar com a consecução dos objetivos deste trabalho, seja por meio da participação em reuniões e/ou do oferecimento de subsídios técnicos detalhados, o que permitiu conferir aderência desta importante realização à realidade do setor. As contribuições do setor foram fundamentais para enriquecer a qualidade das discussões e das análises realizadas que culminaram com a edição do presente relatório.

Na esfera governamental, agradecemos ao Ministério da Justiça, representado pelo Departamento de Proteção e Defesa do Consumidor da Secretaria Nacional do Consumidor representada (Senacon), à Agência Nacional de Transportes Terrestres (ANTT), ao Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (Inmetro) e ao Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INPI), pela relevante participação.

AGEO TERMINAIS ARMAZÉNS GERAIS
ACCENTURE
ALESAT COMBUSTÍVEIS
ALEXANDRE ARAGÃO ADVOGADOS
AMAZONGÁS DISTRIBUIDORA
ARGUS MEDIA
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENTIDADES DE CLASSE DAS REVENDAS DE GÁS LP (ABRAGÁS)
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE TERMINAIS DE LÍQUIDOS (ABTL)
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS IMPORTADORES DE COMBUSTÍVEIS (ABICOM)
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS REVENDEDORES DE GÁS LIQUEFEITO (ASMIRG-BR)
ASSOCIAÇÃO DE PRODUTORES DE AÇÚCAR, ETANOL E BIONERGIA (NOVABIO)
ASSOCIAÇÃO IBEROAMERICANA DE GÁS LIQUEFEITO DE PETRÓLEO (AIGLP)
ASSOCIAÇÃO NACIONAL DAS DIST. DE COMB., LUBRIFICANTES, LOGÍSTICA E CONVENIÊNCIA (PLURAL)
ATEM DISTRIBUIDORA
BGL - BRAZIL GAS LOGISTICS
CATTALINI TERMINAIS MARÍTIMOS
CIAPETRO DISTRIBUIDORA DE COMBUSTÍVEIS
CONSIGAZ
COPAGAZ
DAX OIL REFINO
ELC PRODUTOS DE SEGURANÇA (TROVAN)
FEDERAÇÃO DA INDÚSTRIAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO (FIRJAN)

FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DE SÃO PAULO (FIESP)
FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO ESPÍRITO SANTO (FINDES)
FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DE MINAS GERAIS (FIEMG)
FEDERAÇÃO DOS PLANTADORES DE CANA DO BRASIL (FEPLANA)
FEDERAÇÃO NACIONAL DAS DIST. DE COMBUSTÍVEIS, GÁS NATURAL E BICOMBUSTÍVEIS (BRASILCOM)
FEDERAÇÃO NACIONAL DO COMÉRCIO DE COMBUSTÍVEIS E DE LUBRIFICANTES (FECOMBUSTÍVEIS)
FOGÁS
FÓRUM NACIONAL SUCROENERGÉTICO
FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS - FACULDADE DE DIREITO
GRAN PETRO DISTRIBUIDORA DE COMBUSTÍVEIS
IHS MARKIT
INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (IBP)
INSTITUTO BRASILENSE DE DIREITO PÚBLICO (IDP)
IPIRANGA
KPMG BRASIL
LEGGIO CONSULTORIA
LIQUIGÁS
LOGUM LOGÍSTICA S.A.
MACHADO MEYER
NACIONAL GÁS
GRANEL QUÍMICA - ODFJELL TERMINALS
PETROBAHIA DISTRIBUIDORA DE COMBUSTÍVEL
PETROBRÁS DISTRIBUIDORA S.A. (BR DISTRIBUIDORA)
PETROBRAS TRANSPORTE S.A. (TRANSPETRO)
PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. (PETROBRAS)
PETRONAC COMBUSTÍVEIS – TT WORK
RAÍZEN COMBUSTÍVEIS
REFINARIA PETROQUÍMICA BRASIL (RPB)
REFINARIA REFIT
REFINARIA RIOGRANDENSE
RODOIL DISTRIBUIDORA
S&P GLOBAL PLATTS
SINDICATO NACIONAL DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS LIQUEFEITO DE PETRÓLEO (SINDIGÁS)
SINDICATO NAC. DO COM. TRANSPORTADOR-REVENDEDOR-RETAHISTA DE COMBUSTÍVEIS (SINDTRR)
SINDICATO DAS EMPRESAS REVENDEDORAS DE GÁS DA REGIÃO CENTRO-OESTE (SINERGÁS)
SUL PLATA TRADING
SUPERGASBRAS
TOTAL
TRICON ENERGY BRASIL
UNIÃO DA INDÚSTRIA DE CANA-DE-AÇÚCAR (ÚNICA)
UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO (USP) – FACULDADE DE DIREITO
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA (UNB) - CONSTITUIÇÃO, EMPRESA E MERCADO (GECEM)
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO (UFRJ) - INSTITUTO DE ECONOMIA (IE)
ULTRAGAZ
ULTRACARGO
VALID
VOPAK

Sumário

Estudos atinentes ao art. 2º da Resolução CNPE nº 12, de 4 de junho de 2019,
que estabelece diretrizes para a promoção da livre concorrência
no abastecimento de combustíveis, demais derivados de petróleo e
biocombustíveis no País, e dá outras providências.

LISTA DE FIGURAS	14
LISTA DE TABELAS	17
LISTA DE QUADROS	18
APRESENTAÇÃO	19
INTRODUÇÃO	20
1. FUNDAMENTOS REGULATÓRIOS E O ART. 2º DA RESOLUÇÃO CNPE Nº 12/2019	22
2. O REPOSICIONAMENTO ESTRATÉGICO DA PETROBRAS NO ABASTECIMENTO DE COMBUSTÍVEIS, A RESOLUÇÃO CNPE Nº 9/2019 E O TCC PETROBRAS-CADE	40
3. ANÁLISES E PROPOSTAS DE MODELOS DE NEGÓCIOS E ARRANJOS SOCIETÁRIOS PARA O ABASTECIMENTO DE COMBUSTÍVEIS	43
3.1. Referências econômicas	45
3.1.1. Separação vertical estrutural	46
3.1.2. Escola de Chicago, pós-Chicago e economias de integração vertical	50
3.1.3. Leis de divórcio (<i>divorcement laws</i>) no setor de combustíveis	51
3.2. Experiência internacional de integração vertical	53
3.2.1. Argentina	53
3.2.2. Peru	54
3.2.3. Austrália	55
3.2.4. Nova Zelândia	57
3.2.5. Portugal	59
3.2.6. Espanha	60
3.2.7. Itália	61
3.2.8. França	62
3.2.9. Canadá.....	62
3.2.10. Estados Unidos	63
3.2.11. México	65

3.2.12.	Análise comparativa das experiências de verticalização.....	66
3.3.	Condições de concorrência	69
3.3.1.	Principais ações e análises recentes da ANP.....	69
3.3.2.	Principais ações e análises recentes do Cade	70
3.3.2.1.	Análise estrutural	70
3.3.2.2.	Análise de condutas anticompetitivas.....	73
3.3.2.3.	Análises (mapeamento de alternativas).....	76
3.3.3.	Estruturas de mercado	81
3.3.3.1.	Fusões e aquisições	81
3.3.3.2.	Evolução recente	83
3.3.3.2.1.	Gasolina C	83
3.3.3.2.2.	Etanol Hidratado	90
3.3.3.2.3.	Óleo Diesel	95
3.4.	Restrições regulatórias a arranjos comerciais e societários.....	101
3.4.1.	Restrições a arranjos comerciais.....	101
3.4.1.1.	Caso do produtor.....	102
3.4.1.1.1.	Base normativa	104
3.4.1.1.2.	Problema Regulatório	106
3.4.1.1.3.	Análise.....	106
3.4.1.1.3.1.	Vedação à venda direta	106
3.4.1.1.3.2.	Vedação à mistura de gasolina A e etanol anidro	108
3.4.1.1.4.	Proposta de aprimoramento da regulação.....	110
3.4.1.1.5.	Síntese do efeito esperado da proposta.....	113
3.4.1.2.	Caso do importador	114
3.4.1.2.1.	Base normativa	116
3.4.1.2.2.	Problema Regulatório	117
3.4.1.2.3.	Análise.....	118
3.4.1.2.4.	Proposta de aprimoramento da regulação.....	120
3.4.1.2.5.	Síntese do efeito esperado da proposta.....	122
3.4.1.3.	Caso do Transportador-Revendedor-Retalhista (TRR)	123
3.4.1.3.1.	Base normativa	124
3.4.1.3.2.	Problema Regulatório	126
3.4.1.3.3.	Análise.....	127
3.4.1.3.4.	Proposta de aprimoramento da regulação.....	128
3.4.1.3.5.	Síntese do efeito esperado da proposta.....	131

3.4.1.4.	Avaliação conjunta das propostas.....	131
3.4.2.	Restrições aos arranjos societários.....	133
3.4.2.1.	Legislação.....	134
3.4.2.2.	Descrição do problema regulatório.....	135
3.4.2.3.	Relação distribuidora-posto revendedor	136
3.4.2.4.	Relação refino/importador - distribuidora.....	138
3.4.2.5.	Alternativas regulatórias	140
3.5.	Novos agentes adquirentes das refinarias	140
3.5.1.	Produção local.....	141
3.5.2.	Histórico, metas institucionais e o TCC Cade x Petrobras	143
3.5.2.1.	O TCC entre o Cade e a Petrobras	145
3.5.3.	Análises (mapeamento de alternativas)	147
3.5.4.	Centrais Petroquímicas e formuladores	153
3.5.5.	Propostas regulatórias	154
3.6.	Agenda Futura	155
3.6.1.	Síntese das contribuições dos agentes	155
3.6.2.	Contribuições das oitivas e dos questionários respondidos.....	156
3.6.2.1.	Síntese da regulação para o biodiesel.....	157
3.6.3.	Observações gerais	158
3.7.	Conclusões e considerações finais	159
4.	ABASTECIMENTO DE GLP: DESAFIOS E OPORTUNIDADES	163
4.1.	Perfil da demanda mundial de GLP	165
4.1.1.	Demanda mundial de GLP por setor	165
4.1.2.	Demanda mundial de GLP por região	167
4.1.3.	Demanda de GLP em países selecionados	170
4.2.	Oferta e Demanda de GLP no Brasil	172
4.2.1.	Perfil da demanda brasileira de GLP	172
4.2.2.	Perfil da oferta brasileira de GLP	175
4.2.3.	Balanço de oferta e demanda de GLP no Brasil.....	177
4.3.	Histórico do arcabouço normativo do <i>downstream</i> de GLP	180
4.4.	Estrutura do mercado brasileiro de GLP	190
4.4.1.	Sistema de rateio de GLP	191
4.4.1.1.	Manifestação de agente econômico sobre os atuais critérios de rateio de GLP	191
4.4.1.2.	Histórico dos critérios de rateio em polos deficitários	192

4.4.1.3.	Critério atual de rateio em polos deficitários e a promoção da concorrência	195
4.4.1.4.	Efeito do fim da prática de preços diferenciados sobre o sistema de cotas de botijões de até 13 kg	196
4.5.	Propriedade dos botijões	197
4.6.	Transporte rodoviário de botijões	200
4.7.	O papel da marca dos botijões	201
4.7.1.	Marco normativo.....	201
4.7.2.	Revisão da literatura econômica.....	203
4.7.3.	Benefícios da marca dos botijões.....	206
4.7.3.1.	Incentivos voluntários	206
4.7.3.2.	Incentivos dissuasórios.....	208
4.7.3.3.	Casos empíricos de falhas de segurança	209
4.7.3.4.	Responsabilidade compartilhada	212
4.7.3.5.	Outros posicionamentos	213
4.7.4.	Custos do abastecimento de GLP e o efeito potencial da marca	214
4.7.4.1.	Investimentos em botijões	215
4.7.4.2.	Custo logístico.....	217
4.7.4.3.	Portabilidade e sistema de destroca	220
4.7.4.4.	Efeito custo do sistema de destroca	220
4.7.4.5.	Investimentos em botijões, custos logísticos e marca	224
4.8.	Rastreabilidade dos botijões	225
4.8.1.	Novas tecnologias	226
4.8.2.	Internet das coisas	226
4.8.3.	Tecnologia de identificação por radiofrequência (RFID)	227
4.8.4.	Medidor inteligente de cilindro	228
4.9.	Experiências internacionais na distribuição e comercialização de GLP	228
4.9.1.	Estados Unidos e Canadá	229
4.9.2.	México	231
4.9.3.	Europa	232
4.9.4.	Argentina	233
4.9.5.	Colômbia	233
4.9.6.	Paraguai.....	234
4.9.7.	África do Sul.....	235
4.9.8.	Consolidação das experiências internacionais.....	235
4.9.9.	Considerações adicionais sobre o uso da marca em outros países	236

4.9.9.1.	Botijões de marca	238
4.9.9.2.	Botijões sem marca: Modelo 1.....	240
4.9.9.3.	Botijões sem marca: Modelo 2.....	241
4.10.	Motivação para aprimoramento do marco regulatório.....	242
4.11.	Conjunto de orientações para aprimoramento do marco regulatório ...	243
4.12.	Possibilidades de enchimento de botijões e modelos de negócios	246
4.12.1.	Problema regulatório do enchimento fracionado.....	246
4.12.2.	Críticas às possibilidades de enchimento fracionado	246
4.12.3.	Avaliação de estudos e contribuições apresentadas	248
4.12.4.	Alternativas de modelos de negócios	250
4.12.4.1.	Registro das operações de enchimento	251
4.12.4.2.	Eficiência.....	251
4.12.4.3.	Segurança e metrologia.....	252
4.12.4.4.	Flexibilidade tecnológica	252
4.12.4.5.	Garantia de manutenção e requalificação	253
4.12.4.6.	Mecanismos de transição com segurança regulatória.....	254
4.12.5.	Apresentação e discussão sobre alternativas de modelos de negócios	254
4.12.5.1.	Modelo atual de enchimento de botijões	254
4.12.5.2.	Modelo de enchimento remoto (Modelo 1)	257
4.12.5.3.	Modelo de enchimento de outras marcas (<i>cross filling</i>) com chip + código estampado.....	258
4.12.5.4.	Enchimento fracionado remoto	260
4.12.5.5.	Enchimento fracionado móvel	262
4.13.	Conclusão.....	263
5.	CONDIÇÕES DE ACESSO DE TERCEIROS A DUTOS E A TERMINAIS TERRESTRES	267
5.1.	Introdução	267
5.2.	Estrutura e panorama do mercado brasileiro atual	267
5.2.1.	Infraestrutura dutoviária.....	268
5.2.2.	Infraestrutura de terminais.....	275
5.2.2.1.	Infraestrutura de terminais terrestres	278
5.2.2.2.	Diferença entre bases e terminais.....	286
5.3.	A Doutrina de Instalações Essenciais (“Essential Facilities Doctrines”).....	288
5.4.	Experiência internacional	291
5.4.1.	Estados Unidos da América.....	292
5.4.2.	Canadá.....	294

5.4.3.	Argentina.....	296
5.4.4.	China.....	297
5.4.5.	União Europeia.....	297
5.5.	Arcabouço legal brasileiro	300
5.5.1.	Separação das atividades.....	301
5.5.2.	Acesso de terceiros e preferência do proprietário.....	302
5.6.	Contribuição dos agentes econômicos.....	306
5.7.	Análise e recomendações	309
5.8.	Considerações finais sobre o acesso de terceiros à infraestrutura.....	313
6.	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	315
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	320
	ANEXO – MEMÓRIAS DE REUNIÃO	335
	ANEXO – DOCUMENTOS.....	336

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Cadeia de Abastecimento de Combustíveis na Argentina	54
Figura 2 - Cadeia de Abastecimento de Combustíveis no Peru	55
Figura 3 - Cadeia de Abastecimento de Combustíveis na Austrália	56
Figura 4 - Cadeia de Abastecimento de Combustíveis na Nova Zelândia	58
Figura 5 - Cadeia de Abastecimento de Combustíveis em Portugal	59
Figura 6 - Cadeia de Abastecimento de Combustíveis na Espanha.....	60
Figura 7 - Cadeia de Abastecimento de Combustíveis na Itália	61
Figura 8 - Cadeia de Abastecimento de Combustíveis na França	62
Figura 9 - Cadeia de Abastecimento de Combustíveis nos EUA.....	64
Figura 10 - Cadeia de Abastecimento de Combustíveis no México	66
Figura 11 - Volume de Vendas de Gasolina C no mercado nacional – 2014 a 2018	84
Figura 12 - Participação de mercado das distribuidoras de combustíveis nas vendas de gasolina C em âmbito nacional (2014 e 2018)	85
Figura 13 - Participação de mercado das distribuidoras de combustíveis nas vendas de gasolina C na Região Norte (2014 e 2018)	87
Figura 14 - Participação de mercado das distribuidoras de combustíveis nas vendas de gasolina C na Região Nordeste (2014 e 2018).....	87
Figura 15 - Participação de mercado das distribuidoras de combustíveis nas vendas de gasolina C na Região Centro-Oeste (2014 e 2018)	88
Figura 16 - Participação de mercado das distribuidoras de combustíveis nas vendas de gasolina C na Região Sudeste (2014 e 2018).....	88
Figura 17 - Participação de mercado das distribuidoras de combustíveis nas vendas de gasolina C na Região Sul (2014 e 2018).....	89
Figura 18 - Volume de Vendas de Etanol Hidratado no mercado nacional – 2014 a 2018	90
Figura 19 - Participação de mercado das distribuidoras de combustíveis nas vendas de etanol hidratado em âmbito nacional (2014 e 2018)	91

Figura 20 - Participação de mercado das distribuidoras de combustíveis nas vendas de etanol hidratado na Região Norte (2014 e 2018).....	92
Figura 21 - Participação de mercado das distribuidoras de combustíveis nas vendas de etanol hidratado na Região Nordeste (2014 e 2018).....	93
Figura 22 - Participação de mercado das distribuidoras de combustíveis nas vendas de etanol hidratado na Região Centro-Oeste (2014 e 2018).....	93
Figura 23 - Participação de mercado das distribuidoras de combustíveis nas vendas de etanol hidratado na Região Sudeste (2014 e 2018).....	94
Figura 24 - Participação de mercado das distribuidoras de combustíveis nas vendas de etanol hidratado na Região Sul (2014 e 2018).....	94
Figura 25 - Volume de Vendas de Diesel no mercado nacional – 2014 a 2018.....	96
Figura 26 - Principais destinatários do diesel (rodoviário e não rodoviário) comercializado pelas distribuidoras no mercado nacional - 2018.....	96
Figura 27- Participação de mercado das distribuidoras de combustíveis nas vendas totais de diesel (rodoviário e não rodoviário) em âmbito nacional (2014 e 2018).....	97
Figura 28 - Participação de mercado das distribuidoras de combustíveis nas vendas totais de diesel (rodoviário e não rodoviário) na Região Norte (2014 e 2018).....	98
Figura 29 - Participação de mercado das distribuidoras de combustíveis nas vendas totais de diesel (rodoviário e não rodoviário) na Região Nordeste (2014 e 2018).....	99
Figura 30 - Participação de mercado das distribuidoras de combustíveis nas vendas totais de diesel (rodoviário e não rodoviário) na Região Centro-Oeste (2014 e 2018).....	99
Figura 31 - Participação de mercado das distribuidoras de combustíveis nas vendas totais de diesel (rodoviário e não rodoviário) na Região Sudeste (2014 e 2018).....	100
Figura 32 - Participação de mercado das distribuidoras de combustíveis nas vendas totais de diesel (rodoviário e não rodoviário) na Região Sul (2014 e 2018).....	100
Figura 33 - Fluxos logísticos de produção, transporte e armazenagem de gasolina A e de óleo diesel A no Brasil.....	141
Figura 34 - Concentração por segmento de mercado no Brasil.....	145
Figura 35 - Disposição dos ativos da Petrobras integrantes do TCC do Cade e remanescentes.....	147
Figura 36 - As 10 cadeias logísticas de combustíveis brasileiras.....	148

Figura 37 - Demandas e gargalos portuários.....	149
Figura 38 - Polos Petroquímicos de 1ª Geração	154
Figura 39 - Demanda mundial de derivados de petróleo: 2000-2016	165
Figura 40 - Consumo mundial de GLP por setor em 2017.....	166
Figura 41 - Projeção do consumo mundial de GLP por setor	167
Figura 42 - Consumo de GLP por região	168
Figura 43 - Principais países consumidores de GLP por região	169
Figura 44 - Projeção da demanda mundial de GLP por região	170
Figura 45 - Principais países consumidores de GLP no mundo	170
Figura 46 - Perfil da demanda de GLP dos principais países consumidores	171
Figura 47 - Participação do setor residencial no consumo de GLP em países selecionados	172
Figura 48 - Demanda de GLP por setor	173
Figura 49 - Evolução da extensão dos gasodutos de transporte e distribuição.....	174
Figura 50 - Matriz energética brasileira	174
Figura 51 - Matriz energética brasileira: derivados de petróleo.....	175
Figura 52 - Produção doméstica de petróleo	176
Figura 53 - Produção doméstica de gás natural	176
Figura 54 - Evolução do perfil de produção doméstica de GLP.....	177
Figura 55 - Balanço de oferta e demanda de GLP no Brasil	178
Figura 56 - Terminais aquaviários de GLP	178
Figura 57 - Balanço Regional de GLP	179
Figura 58 - Terminais terrestres de GLP	179
Figura 59 – Estrutura do mercado de GLP.....	191
Figura 60 - Centros de destroca e bases de destroca direta	222
Figura 61 - Exemplos de cilindros e tanque de propano nos Estados Unidos	229
Figura 62 - Consumo energético de propano nos Estados Unidos em 2017	230
Figura 63 - Posto para enchimento parcial ou total de cilindros de GLP no México ...	232
Figura 64 - Programa <i>Ñande Gas Móvil</i> : enchimento fracionado de cilindros de GLP no Paraguai	234
Figura 65 - O processo de requalificação do recipiente de GLP.....	253

Figura 66 - Operações logísticas de envase e carga de botijões	255
Figura 67 - Expansão da malha dutoviária de propriedade da Petrobras (ANP, 2018b).	270
Figura 68 - Venda anual de combustíveis (em bilhões de litros) versus movimentação anual em dutos de transporte de propriedade da Petrobras, com extensão superior a 15 km (ANP, 2018b).....	271
Figura 69 - Fluxos usuais de transporte para os Combustíveis Nacionais (ANP, 2018b).	272
Figura 70- Infraestrutura de transporte de petróleo e derivados (ANP, 2018b).	273
Figura 71 - Fluxos usuais para os Combustíveis Importados (ANP, 2018b).	273

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Relações mais frequentes entre comercializadores e revendedores	63
Tabela 2 -Comparativo da Estrutura da Cadeia de Combustíveis	67
Tabela 3 – Casos julgados pelo Cade (entre jan/1996 e out/2013).	71
Tabela 4 - Distribuição média de casos por técnico – comparação entre agências antitruste no mundo em 2010	71
Tabela 5 – Alguns casos de cartéis investigados pelo Cade.	74
Tabela 6 - Oferta de derivados de petróleo, energéticos e não-energéticos, por tipo de unidade produtora - 2018	103
Tabela 7 - Estoque do produtor de gasolina e diesel	105
Tabela 8 – Participação de mercado das três maiores distribuidoras (CR3).....	128
Tabela 9 - Movimentação diária de líquidos e GLP nos terminais da Transpetro em áreas de desinvestimento	151
Tabela 10 - Demanda energética do setor residencial no Brasil.....	173
Tabela 11 Notas explicativas às demonstrações contábeis da Liquigás Distribuidora S.A. (em milhares de reais)	216
Tabela 12 - Notas explicativas às demonstrações contábeis da Copagaz Distribuidora de Gás S.A. (em milhares de reais)	216

Tabela 13 - Notas explicativas às demonstrações contábeis da Liquigás Distribuidora S.A. (em milhares de reais)	219
Tabela 14 - Notas explicativas às demonstrações contábeis da Copagaz Distribuidora de Gás S.A. (em milhares de reais)	219
Tabela 15 - Consolidação das experiências internacionais na distribuição e comercialização de GLP	236
Tabela 16 - Principais características do modelo vigente	256
Tabela 17 - Principais características do modelo de enchimento remoto.....	257
Tabela 18 - Principais características do modelo de enchimento de outras marcas com chip + código estampado.....	259
Tabela 19 - Principais características do modelo de enchimento fracionado remoto	261
Tabela 20 - Principais características do modelo de enchimento fracionado móvel ..	263
Tabela 21 – Quantidade de terminais por região e por tipo.....	276
Tabela 22 – Capacidade de armazenagem (metros cúbicos).....	278
Tabela 23 – Terminais terrestres por região e produto (metros cúbicos).	278

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Art. 2º da Resolução CNPE nº 12/2019.....	20
Quadro 2 - Teorias sobre regulação segundo Horwitz.....	31
Quadro 3 – Medidas propostas e resultados já obtidos	78
Quadro 4 - Portos com grande capacidade de internalização de combustíveis importados, suas capacidades e proprietários	150

APRESENTAÇÃO

Em 2 de janeiro de 2019, ao proferir seu discurso de posse, o Ministro de Estado de Minas e Energia, Bento Albuquerque, ao assumir a missão de conduzir pasta tão importante para o desenvolvimento econômico e o bem-estar social do povo brasileiro, definiu que os desafios seriam enfrentados com o compromisso de atender três demandas prioritárias: previsibilidade, governança e estabilidade regulatória e jurídica. Esses conceitos são vitais para que seja estabelecido um ambiente de negócios favorável à competição e ao investimento.

Entre as ações definidas como prioritárias pelo Ministério de Minas e Energia (MME), aquelas voltadas para o setor de combustíveis são: atrair investimentos nos segmentos de refino e de infraestrutura para movimentação de combustíveis; promover a prática de preço único e de mercado para o GLP; e combater a sonegação e a adulteração de combustíveis.

Com esses objetivos, construiu-se uma agenda de trabalho materializada na iniciativa Abastece Brasil, cujo lançamento ocorreu no dia 24 de abril de 2019 com a realização de workshop no edifício sede do MME. Espera-se que os resultados dessa iniciativa, sob coordenação do MME, apareçam na forma de uma maior diversidade de agentes econômicos e mais competitividade no abastecimento nacional.

Ao buscar mais competitividade, a iniciativa Abastece Brasil encaminhou ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) propostas para a promoção da livre concorrência nas atividades de refino, distribuição e revenda de combustíveis no País, deliberadas e consolidadas nas Resoluções nº 9, de 9 de maio de 2019, e nº 12, de 4 de junho de 2019.

Enquanto a estratégia para o refino passa necessariamente pela desconcentração dos ativos hoje operados pela Petrobras, para a distribuição e a revenda há uma pauta mais extensa, que abrange diversas atividades econômicas reguladas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), além das peculiaridades inerentes a cada combustível e seus respectivos mercados consumidores.

Este relatório apresenta um estudo dos modelos de negócios e os arranjos societários possíveis para promoção da livre concorrência no abastecimento de combustíveis, bem como das condições de acesso de terceiros a dutos de transporte e terminais terrestres para movimentação de petróleo, seus derivados e biocombustíveis. Além do diagnóstico da situação atual, avaliou-se as boas práticas internacionais, os avanços tecnológicos trazidos pela indústria 4.0 aplicáveis ao setor e as oportunidades de melhoria para dinamizar o mercado, buscando a garantia do abastecimento e a proteção dos interesses do consumidor.

INTRODUÇÃO

O CNPE, por meio do art. 2º da sua Resolução nº 12, de 4 de junho de 2019, recomendou ao Ministério de Minas e Energia, em conjunto com outros órgãos, que submetesse a este Conselho estudos para subsidiar a formulação de medidas voltadas para a promoção da livre concorrência no abastecimento de combustíveis, demais derivados de petróleo e biocombustíveis.

Ao referido grupo de trabalho foi dada a incumbência de, no prazo de até 180 (cento e oitenta) dias, submeter ao CNPE estudos sobre: (i) modelos de negócios e arranjos societários em diferentes elos da cadeia de combustíveis; e (ii) condições de acesso de terceiros a dutos de transporte e terminais terrestres para movimentação de petróleo, seus derivados e biocombustíveis, conforme mostrado no Quadro 1.

Quadro 1 - Art. 2º da Resolução CNPE nº 12/2019

Resolução CNPE nº 12, de 4 de junho de 2019.

Estabelece diretrizes para a promoção da livre concorrência no abastecimento de combustíveis, demais derivados de petróleo e biocombustíveis no País, e dá outras providências.

[...]

Art. 2º Recomendar que o Ministério de Minas e Energia, no prazo de até 180 (cento e oitenta) dias, em conjunto com a Casa Civil da Presidência da República, o Ministério da Economia, o Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, a ANP, a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, o Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE e convidados, submeta ao CNPE estudos sobre os seguintes temas atinentes ao abastecimento de combustíveis, demais derivados de petróleo e biocombustíveis para subsidiar a formulação de medidas voltadas para a promoção da livre concorrência:

I - os modelos de negócios e os arranjos societários; e

II - as condições de acesso de terceiros a dutos de transporte e terminais terrestres para movimentação de petróleo, seus derivados e biocombustíveis.

[...]

Para a consecução do objetivo estabelecido no art. 2º da Resolução CNPE nº 12/2019, os estudos foram divididos em 3 grandes temáticas, com a participação de todos os órgãos envolvidos e as seguintes coordenações:

- **Tema 1**, coordenado pelo Ministério da Economia, o qual tratou sobre verticalização em qualquer agente regulado, incluindo a participação societária,

a titularidade dos ativos, as relações contratuais e comercialização direta de importador e produtor com revendedor, para gás liquefeito de petróleo (GLP) e combustíveis líquidos;

- **Tema 2**, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia, o qual tratou sobre as novas formas de comercialização de GLP, tais como enchimento fracionado e comercialização em recipientes de outras marcas; e
- **Tema 3**, coordenado pela ANP, o qual tratou do acesso de terceiros a dutos de transporte e terminais terrestres.

As discussões sobre os temas elencados contaram com a participação de diversos interessados nas mais de 51 reuniões e oitivas ocorridas entre julho e agosto de 2019, os quais tiveram a oportunidade de opinar sobre os assuntos tratados. Buscou-se conferir representatividade de todo o setor de combustíveis, incluindo outros órgãos governamentais, agentes econômicos, associações, sindicatos, consultorias técnicas e jurídicas, instituições acadêmicas e outros interessados, bem como obter contribuições das mais variadas perspectivas.

Além de participar das discussões nas reuniões, os convidados puderam oferecer contribuições por meio de um questionário onde foram respondidas perguntas sobre os temas em pauta, que também serviram de subsídios ao presente trabalho, prezando por um diálogo transparente e amplo com o setor.

Após as oitivas, os representantes das instituições chamadas pelo CNPE para elaborar os estudos de que trata o art. 2º da Resolução CNPE nº 12/2019 promoveram uma série de reuniões ao longo dos meses de setembro e outubro para debater os assuntos e as contribuições trazidas pelos convidados. Durante esse processo, foram identificados novos convidados para apresentar seu ponto de vista sobre questões específicas atinentes aos temas em debate. Além disso, convidados que participaram das primeiras oitivas solicitaram espaço para prestar esclarecimentos adicionais sobre as suas primeiras exposições.

Dessa forma, a partir dessas construções, este relatório foi estruturado em 7 capítulos, além desta introdução. O **Capítulo 1** apresenta algumas breves linhas sobre o referencial teórico a respeito dos fundamentos da regulação e em especial de como a regulação pode se preocupar com diferentes dimensões da realidade e dos novos desafios que se apresentam no setor. O relatório segue, em seu **Capítulo 2**, mostrando o contexto de mudanças estruturantes no elo de produção do segmento *downstream*¹ nos próximos anos com a venda de 8 refinarias, em meio ao qual este trabalho transcorre, apontando que aprimoramentos regulatórios nos elos a jusante são desejáveis para que este cenário esperado de maior nível concorrencial gere benefícios. O **Capítulo 3** visa analisar e propor modelos de negócios e arranjos societários para o abastecimento de combustíveis. Os desafios e as oportunidades para o abastecimento de GLP, em especial, fazem parte do escopo do **Capítulo 4**. As condições de acesso a dutos e a terminais terrestres são analisadas no **Capítulo 5**. Por fim, o **Capítulo 6** destina-se aos encaminhamentos e o **Capítulo 7**, às considerações finais do presente trabalho.

¹ Refere-se às atividades de refino do petróleo, processamento do gás natural, transporte e comercialização de derivados.

1. FUNDAMENTOS REGULATÓRIOS E O ART. 2º DA RESOLUÇÃO CNPE Nº 12/2019

“There are no solutions. There are only trade-offs.”

Thomas Sowell, *A Conflict of Visions: Ideological Origins of Political Struggles*

O desafio estabelecido por meio do art. 2º da Resolução CNPE nº 12/2019 importa selecionar múltiplos problemas, diagnósticos e soluções a respeito desta indústria para debater, estudar e, eventualmente, sugerir modificações políticas e regulatórias, as quais podem ter impactos em diferentes dimensões sociais. É possível que, ao considerar questões de promoção da livre concorrência no setor de combustíveis existam, também, questões de segurança, de defesa do consumidor, de garantia de abastecimento, de qualidade do produto, entre outras, que importem uma ampla gama de desenhos regulatórios possíveis.

Entretanto, é importante destacar que quando a regulação se presta ao papel de considerar essas dimensões, em detrimento da promoção da livre concorrência, podem-se, em alguns casos, talvez, criar barreiras regulatórias excessivas à entrada de novos agentes no mercado.

Neste sentido, busca-se, com este capítulo inicial, apresentar, de passagem, algumas breves linhas sobre o referencial teórico a respeito dos fundamentos da regulação e organização industrial, e em especial de como a regulação pode se preocupar com diferentes dimensões da realidade e dos novos desafios que se apresentam no setor. Busca-se debater, portanto, alguns aspectos iniciais teleológicos, para mostrar quão complexo é desafio para todos aqueles que se encorajam a se debruçar sobre o desafio regulatório.

Sustenta-se ser possível, por intermédio do Direito Regulatório, assegurar múltiplos objetivos sociais, não havendo uma única dimensão a ser considerada. Assim, a melhoria do ambiente concorrencial pode ser um dentre vários objetivos a serem almejados do ponto de vista regulatório que, em face de outras questões, pode, eventualmente, ser calibrado de maneira relativa, a depender da situação, uma vez que a concorrência não é um fim em si mesmo. Assim, há um plexo de princípios derivados do sistema jurídico pátrio que devem ser sopesados pelo Estado-Regulador, ao interferir na economia e ao criar incentivos aos agentes de mercado.

Do ponto de vista valorativo, há decisões que ponderaram e até mesmo relativizaram o princípio da livre concorrência, mesmo na seara antitruste, quando este conflitou com outros princípios, como o princípio da liberdade de expressão (ver doutrina *Noerr-Pennington*); de igualdade de gênero (ver discussão no caso norte-americano *Missouri v. National Organization for Women*), dentre tantos outros. No Brasil, por exemplo, na Arguição de Descumprimento de Preceito Fundamental (ADPF) 46, o Supremo Tribunal Federal admitiu uma certa relativização da busca da concorrência no que tange ao envio de cartas, permitindo que os Correios se utilizem de uma estrutura monopolística, no âmbito do envio de cartas pessoais, como forma de garantir subsídios entre regiões ricas e pobres do Brasil. Segundo a concepção do Supremo, seriam os lucros de monopólios em regiões densas que permitiriam a universalização do envio de cartas a regiões isoladas e pobres. Tratar-se-ia aqui de um sistema pensado para ser redistributivo, através de uma empresa pública de direito privado (Correios), que teve sua origem com a criação do Correio-Mor em 1663. De outro lado, a depender do nível em que se desista do ambiente

concorrencial, para gerar este tipo de sistema, é possível que exista algum nível de sobrepreço indesejado ou de custo social a ser considerado.

Portanto, em que pese não seja um princípio absoluto, o princípio da livre concorrência não pode ser ignorado, tendo uma íntima ligação com a busca da felicidade individual dos cidadãos. Do ponto de vista da demanda, garantir liberdade de escolha e livre concorrência é o que permite que as pessoas possam adquirir aquilo que lhes apraz e possuem acesso a diferentes tipos bens, alguns dos quais necessários à sua própria subsistência e à vida em sociedade. Do ponto de vista da oferta, garantir livre concorrência significa permitir que as pessoas invistam seus bens, seus ativos e seus valores, de forma livre, nos seus sonhos e naquilo que lhes dá maior retorno, pessoal e financeiro, refletindo suas aspirações mais íntimas. E, mais do que isto: permite que a meritocracia se estabeleça do ponto de vista mercadológico, considerando que apenas as pessoas que prestarem o melhor serviço aos consumidores é que ganharão sua preferência.

Este debate é particularmente relevante no presente trabalho, por diferentes razões, uma vez que a análise sobre diferentes tipos de modelos de negócios de uma determinada indústria diz respeito à forma como as pessoas podem livremente se relacionar em diferentes tipos de dimensões.

Quando se analisa a questão da imposição de capacidade mínima de estoque dos agentes e de capital social mínimo, na cadeia de combustíveis, é necessário ponderar, simultaneamente, o objetivo de garantia do abastecimento, sem, contudo, ferir de maneira desproporcional o princípio da livre concorrência ao se criarem barreiras à entrada no mercado.

Quando se busca permitir que diferentes agentes possam atuar livremente em diferentes elos da cadeia, para maximizar o princípio concorrencial e eliminar reservas de mercado indevidas, há que se ponderar se não se criará regulamentações muito assimétricas entre diferentes agentes do mercado com a nova liberdade contratual, preocupação própria do princípio de isonomia. Quando se determina o livre acesso de infraestruturas privadas específicas por terceiros, há que se ponderar se tal intervenção no domínio privado, próprio da ponderação entre a função social da propriedade e o princípio da propriedade privada, é razoável e proporcional, visto que, ao se determinar um *unbundling* de infraestruturas essenciais, em algumas situações, há o risco de se afastar investimentos privados no futuro.

De igual sorte, este tipo de conflito principiológico e até mesmo teleológico pode existir, quando, por exemplo, leva-se em consideração os debates propostos no âmbito da Tomada Pública de Contribuições nº 7/2018 da ANP (TPC nº 7/2018/ANP), em que a Agência convidou a sociedade para contribuir na análise sobre eventual elaboração de ato normativo que contemple o enchimento fracionado de recipientes transportáveis de GLP e a comercialização de GLP em recipientes de outras marcas. De um lado, alguns agentes referem que ao maximizar a concorrência é possível colocar em risco o atual sistema de destroca e de requalificação de botijões, tendo impactos ambientais, de segurança física dos usuários pela deterioração dos vasilhames em razão da tragédia dos comuns. De outro lado, há quem argumente ser possível criar um sistema no qual se consiga preservar a livre concorrência, diminuindo as barreiras à entrada, sem, contudo, desistir da proteção necessária à segurança e ao meio ambiente.

Enfim, antes de adentrar em questões mais específicas e debater eventuais modelos alternativos de regulação de negócios propriamente ditos, que intensifiquem o ambiente concorrencial, ou a possibilidade de acesso a infraestruturas essenciais, a questão que se coloca,

neste capítulo inicial, é anterior. Busca-se elucidar o fundamento teórico para que a regulação possa lidar, simultaneamente, com esta ampla gama de *tradeoffs* multidimensionais.

Tal, aliás, não é uma questão exclusivamente afeta à regulação ou ao Direito Regulatório em si. Pelo contrário, no Direito em geral, a ponderação de princípios, proposta por Alexy (2006), mostra como é possível haver este tipo de *tradeoff* multidimensional. Também, há diferentes concepções do que deve ser maximizado (e como deve ser maximizado), teleologicamente, em termos sociais, tais como adeptos ao igualitarismo (COHEN, 1988; ROEMER, 1982; ROEMER, 1985); da melhoria da posição dos mais pobres (RAWLS, 1971); da igualdade de oportunidades (DWORKIN, 2000); do utilitarismo (BENTHAM, 1781) ; do libertarianismo (NOZICK, 1974); da observância do critério de eficiência Kaldor-Hicks conforme primeira fase de Richard Posner (POSNER, 2003), dentre várias outras formas de concepção a respeito do que o Estado deve ser e do que ele deve maximizar (BRUERS, 2010).

Na Economia, visões distintas entre neoclássicos, keynesianos, marxistas, adeptos à Escola Austríaca mostram como há distintas concepções a respeito de como o Estado deve se portar em face do fenômeno regulatório.

No Direito Antitruste, a noção de estrutura-conduta-desempenho, a Escola de Chicago, de pós-Chicago, de custos de transação, também, matizaram algumas noções prévias sobre o que o Estado deve fazer em face de diferentes modelos de negócios e os arranjos societários (RIORDAN, 2008, p. 145).

Enquanto Fisher, Lande e Johnson advogam uma alocação específica de bem-estar na análise de fusões, especificamente o standard baseado em preços (em que nunca se pode autorizar concentrações que aumentem preços), Williamson, Deprano & Nugent entendem que deve ser protegido o bem-estar total da sociedade, havendo possibilidade de aumento de preços em algumas situações, se a sociedade como um todo, após a fusão, tiver aumento de bem-estar agregado², que pode, eventualmente, ser passível de políticas de redistribuição de renda em um segundo momento.

Ocorre que é possível haver outros valores e objetivos que sequer foram listados acima e que podem aparecer em um debate regulatório e concorrencial.

Todavia, quando se fala na proteção de múltiplos objetivos no Direito Concorrencial, pensa-se, também, que, durante a maior parte do primeiro século de utilização da legislação antitruste dos EUA, os tribunais deixaram claro que pelo menos um dos propósitos das leis antitruste era a proteção das pequenas empresas, ou seja, os "pequenos comerciantes e homens dignos", referidos em *United States v. Trans-Missouri Freight Ass'n*, 166 U.S. 290, 323 (1897) e as "pequenas empresas de propriedade local", segundo *Brown Shoe Co. v. United States*, 370 U.S. 294, 344 (1962); e *United States v. Aluminum Co. of Am. (Alcoa)*, 148 F.2d 416, 427 (2d Cir. 1945).

Ocorre que, ao tentar abarcar "múltiplos objetivos", o Direito Antitruste pode, talvez, impedir concentrações benéficas ao consumidor, para proteger uma estrutura de oferta mais pulverizada, mas que se fosse concentrada poderia, eventualmente, resultar em uma estrutura produtiva mais eficiente, derivada de ganhos de escala esperados. A este respeito, Wright e Ginsburg (2013) alegam que a Autoridade Antitruste não deveria perseguir "múltiplos objetivos". Sustentam que a Autoridade Antitruste deve se ater, por questões de transparência,

² (WILLIAMSON, *Economies as an Antitrust Defense: The Welfare Tradeoffs*, 1968) (WILLIAMSON, *Economies as an Antitrust Defense: Correction and Reply*, 1968) (DEPRANO & NUGENT, 1969) (WILLIAMSON, *Economies as an Antitrust Defense Revisited*, 1977)

à análise de bem-estar social (e à avaliação de questões alocativas), em nome da previsibilidade das decisões. Turner (1987) e Areeda e Hovenkamp (2006, p. 110) inclusive, chamam a defesa de outros valores, que não sejam referentes a discussões eminentemente alocativas, como atitudes “populistas”.

De outro lado, é difícil negar a existência de *tradeoffs* multidimensionais que aparecem no âmbito da análise de concentrações. Fusões podem afetar valores como (i) biodiversidade, se permitir a concentração de pedigrees e a extinção de raças de animais em nome do menor preço de produção (AC Cobb/Hendrix, 2010), (ii) democracia, se houver fusão de todos meios de comunicação [vide voto de Paulo Furquim em AC DBG/Chinaglia (2009)]; (iii) segurança nacional, se impedir ou permitir que o Brasil acesse tecnologias que outros países bloqueiam (KOLLMANN, 2012). Assim, uma série de outros valores podem – às vezes – demandar uma leitura mais aberta dos institutos concorrenciais³.

E se tal é verdade do ponto de vista do Direito Concorrencial, com maior razão, também, o será do ponto de vista do Direito Regulatório, uma vez que a Regulação tem um escopo ainda superior de aplicação, em relação a temas e a procedimentos. Na Regulação, são determinadas uma ampla gama de assuntos e de normas de conduta, que podem moldar o comportamento dos agentes não apenas em termos de preços e de equilíbrio de mercado, mas, também, de forma mais ampla, em relação à qualidade mínima esperada, segurança mínima, entre outras questões.

³ O CADE, por exemplo, mostrou em sua jurisprudência que o sistema jurídico brasileiro não aceitaria a monopolização dos meios de telecomunicação, conforme parágrafo 5º do artigo 220, da Constituição Federal, que, de maneira expressa, veda a constituição de monopólios dos meios de comunicação em que pese possam existir as mais amplas eficiências alocativas nas referidas estruturas de mercado (AC DGB/Chinaglia, 2009, p. 50), aproximando, assim, a análise de ACs da avaliação sobre múltiplos objetivos. Para o relator do caso, “o valor da concorrência vai além do usualmente quantificável e está relacionado aos próprios fundamentos de uma sociedade democrática”. Não bastasse o impacto dos ACs em questões democráticas, há possibilidade, também, de outros tipos de implicações, como há a intersecção entre Direito Concorrencial e meio ambiente, referido no âmbito do AC Cobb/Hendrix (2010), ao lado da preocupação com a variabilidade de produtos, mesmo admitindo a existência de elevadas eficiências em termos de custo e de rivalidade (ou hiper competitividade), é possível que o CADE analise, também, o impacto de outras questões de interesse nacional. Sobre este aspecto, é interessante ser feita a seguinte reflexão: se uma operação diminui, consideravelmente, os custos de produção, mas, ao mesmo tempo, prejudica a biodiversidade, o Direito Concorrencial deve ser neutro em relação a este fato? Tal questionamento é pertinente, pois o presente caso versa sobre duas empresas com dois segredos industriais genéticos que se unem por meio desta operação e geram uma concentração de segredos genéticos. (...) Sobre este respeito, considero que a biodiversidade, como Direito de Terceira Geração, inclusive, está acima dos interesses mercadológicos de curto prazo, mensurados pela simples análise estática e dinâmica das curvas de oferta e demanda, da geração presente. Deve-se preservar, assim, o Direito de gerações futuras em ver o patrimônio genético dos seres vivos preservados. Vocalizando os princípios que embasam a ordem econômica nacional, verifica-se que o princípio da livre concorrência (expresso no inciso IV do art. 170 da CF) está ao lado princípio de defesa do meio ambiente (insculpido no inciso VI do mesmo art. 170 do diploma constitucional). No âmbito internacional, o meio ambiente é considerado, inclusive, como Direito Humano, havendo reconhecimento expresso do consumo sustentável como princípio internacional. Assim, é despicienda a quantificação exata das eficiências, para concluir que as empresas não podem e não devem se desfazer, de forma privada, de linhas genéticas que foram adquiridas com a presente operação no curto prazo, mesmo que esta decisão seja a mais “eficiente” sob o ponto de vista dos custos. Voto do Conselheiro Vinícius Marques de Carvalho no AC Cobb/Hendrix (2010).

Se no âmbito antitruste, há diferentes matizes ideológicas a respeito de quais *standards* devem ser observados em uma análise sobre a concentração de um dado mercado, na regulação, de igual forma, a depender da corrente teórica, é possível sustentar um ou outro objetivo a ser perseguido. E o pensamento teleológico também é aprimorado com desenvolvimento histórico institucional. A este respeito, Forgioni (2005) argumenta que, do ponto de vista histórico, há três períodos no estudo da regulação, a saber:

- (i) da regulação por razões práticas;
- (ii) da regulação para proteger o mercado e
- (iii) da regulação como instrumento de política pública.

Em primeiro momento, Forgioni (2005) analisa “a determinação de regras reguladoras do comportamento dos agentes econômicos no mercado, por razões absolutamente práticas, visando a resultados eficazes e imediatos, eliminando distorções tóxicas”. Sobre este período, Forgioni (2005) alega que desde a Grécia Antiga havia uma regulação de monopólios, para gerar receitas ao governo. Do ponto de vista privado, há referência à obra de Aristóteles intitulada Política, que reconhecia o monopólio de Tales de Mileto. Também, na Roma Antiga, faz-se menção ao monopólio legal sobre o sal. Na idade média, a regalia, como privilégio concedido a agentes privados, e a criação das corporações, foram formatos de modelos de negócios encontrados e protegidos pelo Estado para intervir na economia. Quanto à doutrina, questionava-se o que seria preço justo ou lucro injusto. Do ponto de vista jurídico, o Édito de Zenão chegou a proibir algumas condutas anticoncorrenciais. Também, algumas cidades italianas conseguiram regram algumas questões de forma bem precisa, vedando o açambarcamento de mercadorias, controlando preços e minimizando efeitos de monopólios. Menciona-se, também, a lei promulgada por Carlos V, de 4 de outubro de 1540, que vedava alguns pactos de “monopólio”, embora a sociedade admitisse outros, em vista do bem comum, considerando-se os monopólios legais. No que tange ao mercantilismo, tem-se, também, o relacionamento exclusivo das colônias com as metrópoles, salvo determinadas exceções, como um “modelo de negócio” existente à época. No fim da idade média, tem-se larga discussão na Inglaterra sobre monopólio. Faz-se, de maneira apenas ilustrativa, menção ao monopólio concedido pela rainha Elizabeth, em 1598, à importação e à fabricação do jogo de cartas à Edward Darcy. Para Darcy, este jogo não seria essencial à vida. Pelo contrário, levava ao ócio e ao vício, não devendo ser aberta sua comercialização. Pode-se relatar também, em 1624, a aprovação do *Statute of Monopolies* do Parlamento Inglês.

Em um segundo período, Forgioni (2005) analisa que, com a revolução liberal houve uma profunda modificação do sistema de produção, em que foi necessário criar demandas para possibilitar a expansão e crescimento do sistema, sendo a liberdade a pedra de toque das relações sociais. Assim, houve necessidade de advogar a concorrência em âmbito internacional e interno. No aspecto internacional, a Inglaterra interessava-se em acessar o mercado protegido pelos sistemas coloniais, o que lhe garantiria a expansão de seu sistema. Do ponto de vista interno, houve a necessidade de que os entes privados assumissem os riscos de suas atividades, dando-se liberdade ao comerciante e ao industrial de realizar escolhas ousadas, o que seria melhor calibrado em um ambiente de concorrência. No âmbito teórico, tem-se o surgimento do liberalismo, cujo marco mais expressivo se verifica na obra de Adam Smith, Riqueza das Nações, de 1776. Algumas leis, também, buscaram instaurar a liberdade (como o *Décret d'Allarde* ou a Lei Le Chapelier). Daí pode-se citar e analisar a experiência norte-americana, com a elaboração do *Sherman Act*, com o envolvimento da questão de Roosevelt contra o concentracionismo dos

Rockefeller no caso *Standard Oil*, e com outras regulamentações como *Clayton Act*, *Robson-Patman Act* e *Celler-Kefauver Act*.

Quanto ao terceiro período, este é analisado a partir da concepção de normas antitruste como instrumento de implementação de políticas públicas. Tal avaliação ocorre em razão da crise do liberalismo em 1929 e da necessidade de intervencionismo estatal. Cita-se aqui a experiência europeia que aceitou a intervenção direta na descartelização de muitos grupos, como os grupos alemães IG Farben, Bayer, Hoescht, Basf, mas, ao mesmo tempo, assumiu como parte da política de integração uma série de flexibilizações para permitir a união dos países em setores específicos (como se verifica na Comunidade Europeia do Carvão e do Aço). De todo modo, analisava-se, pela visão europeia, que a concorrência era instrumento, era meio e não fim último a ser perseguido pelo Estado. Sobre este aspecto, há toda discussão das imunidades antitruste, reconhecidas não só pelo art. 65 do Tratado de Paris como em posteriores documentos, inclusive norte-americanos (ver, por exemplo, *Webb Pomerene Act* ou doutrina *Noerr-Penninton*).

Outra perspectiva é fornecida por Araújo (1997). Para o autor, em que pese seja antiga a ideia de regulação, no sentido moderno, a regulação poderia ser identificada por meio de dois modelos bem definidos, estando os Estados Unidos/Grã Bretanha de um lado e de outro, o estilo francês de intervenção estatal, *in verbis*: “A regulação de atividades econômicas é tão velha quanto a existência de sociedades organizadas em Estados. Desde as antigas civilizações de Babilônia, Egito e China até os dias de hoje, parte significativa das normas e leis de cada sociedade visa ordenar a atividade econômica de modo a garantir a prosperidade geral. Na verdade, não existe mercado funcionando sem alguma base de leis, normas e convenções sociais, que lhe dão sua forma específica e até seu conteúdo. Entretanto, no sentido moderno (e anglo-saxão: os franceses preferem *reglementation*, para distingui-lo da regulação macroeconômica) do termo, a literatura se tem concentrado em situações nas quais órgãos e regulamentos existem para controlar a estrutura e o funcionamento de alguns setores específicos: transportes, energia (especialmente energia elétrica e gás), comunicações, água e saneamento básico (aos quais se pode adicionar educação e saúde). Estes setores têm em comum, no todo ou em parte, algumas características importantes: seus produtos são considerados básicos para a vida econômica e social, nas sociedades modernas; apresentam significativas externalidades em seu funcionamento, ou seja, as transações afetam terceiros ou a própria coletividade; dentro do próprio setor podem existir economias de escala e escopo (“monopólios naturais”), bem como complementaridades que favoreçam a coordenação sobre a competição; tendem a necessitar investimentos importantes, com longos prazos de maturação; e esses investimentos são específicos ao setor, com irreversibilidades (custos irrecuperáveis). Estas características implicam a necessidade de alguma forma de intervenção pública, vale dizer estatal. A forma tomada por essa intervenção tem variado com as sociedades. Na França, a tradição centralizadora (mais visível desde Colbert, e reforçada após a Revolução Francesa e Napoleão) levou à noção de *service public*, ao qual todo cidadão tem direito e que deve ser fornecido pelo Estado para garantir o bem comum. Na Grã-Bretanha, e mais ainda nos Estados Unidos, a desconfiança para com o Poder Central levou a um conceito distinto: o de serviços de utilidade pública, ou *public utilities*. Estes serviços podem ser delegados a empresas privadas, mas a coletividade não renuncia a regulamentá-los e fiscalizá-los, também para garantir o bem comum. Num como noutro caso, há o pressuposto de que para estes serviços os mecanismos de mercado não levarão por si sós (isto é, dentro do marco institucional geral da sociedade) a resultados aceitáveis econômica, social ou politicamente. Nos demais países, a

intervenção aproximou-se mais de um ou de outro modelo, frequentemente adotando formas híbridas ou variantes”.

Se nos Estados Unidos e na União Europeia, houve desenvolvimento de intensos debates regulatórios, no Brasil, este diálogo social foi mais lento.

O fenômeno concentracionista, no Brasil, é antigo e remonta à história do Brasil colônia. Desde o início, o Brasil foi dividido em capitânicas hereditárias e sesmarias, iniciando sua inserção econômica de maneira um tanto quanto patrimonialista, voltado a diversos ciclos econômicos, como o clico do ouro, do pau Brasil, entre outros. Nestes, a metrópole determinava uma forma de exploração, muitas vezes de monoculturas, via estrutura de produção centralizada. Assim, o próprio interesse em desenvolver a demanda adveio, em grande medida, de pressão externa, em razão da expansão do capitalismo industrial inglês. Estas questões históricas, certamente, moldaram parte das estruturas produtivas de países como o Brasil.

Aliás, o Brasil em particular teve dificuldade de se inserir em debates econômicos mais modernos em comparação com outros países. Enquanto o Canadá possuía lei antitruste em 1889 (*Competition Act*) e os Estados Unidos editou o *Sherman Act* em 1890, tendo ambos países a consciência da necessidade de se ter um vigoroso ambiente concorrencial e agências reguladoras capazes de agir em algumas falhas do mercado (em que pese existir falhas regulatórias e de Estado também), no Brasil, não só a legislação de Defesa da Concorrência veio a surgir muito posteriormente, como, também, o aparecimento de agências reguladoras ocorreu mais tarde.

No Brasil, houve “respiros” de Lei Antitruste em 1945, no período Vargas e logo antes do período militar, mas o Antitruste e a Regulação, com suas características mais modernas apenas foram experimentados nacionalmente na década de 90. Independentemente das críticas à administração Vargas, em seu governo, houve o reconhecimento de direito das classes trabalhadoras (que as inseria de forma mais incisiva na economia), do sufrágio feminino e, no final do referido governo, da Lei Malaia (Decreto-lei nº 7.666, de 22 de junho de 1945, elaborado por Agamenon Magalhães), primeira Lei de Defesa da Concorrência pátria. Vargas, no entanto, foi sucedido José Linhares, ex-integrante do Supremo Tribunal Federal, que revogou a “Lei Malaia” com um de seus atos, de seu curto governo.

Outro respiro referente à legislação de defesa da concorrência ocorreu com a Lei nº 4.137/1962, que se deu pouco antes de 1964. Fala-se aqui apenas de “respiro”, porque, após 1964, “a aplicação da lei antitruste ficou tolhida pela política econômica adotada no país à época, que se baseava na intervenção estatal. O Estado controlava preços de alguns setores; a maioria das grandes corporações industriais, de transporte e financeiras ou eram empresas públicas – às quais não se aplicavam as normas antitruste – ou monopólios privados sancionados publicamente” (FERNANDES, 2015, p. 19). Assim, ainda há um pouco das chagas da concentração da decisão de precificação em órgãos como o Conselho Interministerial de Preços (CIP) e a Superintendência Nacional do Abastecimento (Sunab)⁴ e dos planos de congelamento de preços em massa, para a tentativa de tratamento de questões macroeconômicas, como a inflação.

⁴ Criada pela Lei Delegada nº 4, de 26 de setembro de 1962, alterada pelo Decreto nº 56.452, de 9 de junho de 1965, e reestruturada pelo Decreto nº 75.730, de 14 de maio de 1975. Foi extinta em julho de 1997.

Com a Constituição Federal de 1988 é que a concorrência foi erigida a um valor de elevada importância (vide art. 170, IV, da Constituição Federal), havendo base jurídica para os preços passarem a refletir escolhas dos demandantes e oportunidade de investimento para ofertantes. Por seu turno, a Lei nº 8.137/1991, a Lei nº 8.884/1994 e a Lei nº 12.529/2011 deram concretude ao referido dispositivo constitucional, impondo limites à utilização abusiva do poder de mercado. De outro lado, mesmo na década de 90, considerando a inexperiência brasileira no trato de questões concorrenciais, Schuartz (2009) mencionou, ao avaliar a jurisprudência e regulamentos concorrenciais, que “aquilo que, nos Estados Unidos, era resultado parcial de uma complexa interação entre direito e ciência econômica e de uma evolução jurisprudencial com fissuras e tensões, celebrou-se, no Brasil, como referencial normativo indisputado, pronto e acabado para uso imediato”.

No Brasil, Bered (2009) ressaltou:

“a formação das novas agências reguladoras no Brasil ocorreu no marco de um processo de decisões estratégicas muito complexas no seu conteúdo, operacionalização e, sobretudo, implicações. (...) O projeto de reforma do Estado no Brasil, no que diz respeito principalmente aos seus aspectos regulatórios, pode ser abordado, em síntese a partir da análise da Recomendação de 31 de maio de 1996 do Conselho de Reforma do Estado, criado pelo Decreto nº 1.738/1996 como órgão vinculado ao então Ministério da Administração e Reforma do Estado: — o projeto de reforma do Estado visa substituir o antigo estatismo pelo moderno Estado regulador. O aparato regulatório existente é enorme, obsoleto, burocratizante e, em essência, intervencionista, sendo necessário primeiro desregular para, a seguir regular por novos critérios e formatos mais democráticos, menos intervencionistas e burocratizados. No plano jurídico, o projeto de reforma do Estado vem sendo implementado desde a aprovação da Lei nº 8.031/1990, que instituiu o Programa Nacional de Desestatização. No que diz respeito aos seus aspectos regulatórios, segundo as diretrizes apontadas pelo Conselho de Reforma do Estado pode-se verificar a partir de 1995 a aprovação de uma série de Emendas Constitucionais e a promulgação de leis federais destinadas a reformular o aparato jurídico institucional para implementar e garantir a flexibilização de monopólios, a concessão de serviços públicos à iniciativa privada e as privatizações”.

Dentre as várias inovações trazidas ao aparato jurídico pátrio, destacam-se:

- Emendas Constitucionais nº 5, 6, 7 e 8 (todas de 15.08.1995), 9 (de 09.11.1995) e 19 (de 04.06.1998)
- Programa Nacional de Desestatização (Lei nº 8.031/1990, alterada pela Lei nº 9.491/1997).
- Código de Defesa do Consumidor (Lei nº 8.078/1990)
- Lei de Defesa da Concorrência (Lei nº 8.884/1994)
- Lei de Concessão de Serviços Públicos (Lei nº 8.987/1995)
- Lei de Processo Administrativo Federal (Lei nº 9.784/1999)
- Órgãos Federais Criados
- Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel (Lei nº 9.427/1996)

- Agência Nacional de Telecomunicações – Anatel (Lei nº 9.472/1997)
- Agência Nacional do Petróleo – ANP (Lei nº 9.478/1997)
- Agência Nacional de Vigilância Sanitária – Anvisa (Lei nº 9.782/1999)
- Agência Nacional de Saúde Suplementar – ANS (Lei nº 9.961/2000)
- Agência Nacional de Águas – ANA (Lei nº 9.984/2000)
- Agência Nacional de Transportes Aquáticos – Antaq (Lei nº 10.233/2001)
- Agência Nacional de Transportes Terrestres – ANTT (Lei nº 10.233/2001)
- Agência Nacional do Cinema – Ancine (Lei nº 2.228-1/2001)
- Lei das Agências Reguladoras (Lei nº 13.848/2019)
- Lei da Liberdade Econômica (Lei nº 13.874/2019)

Bered (2009) refere, ainda, que, diante desse quadro normativo, a mudança na forma de atuação do Estado como agente regulador da atividade econômica constitui o principal elemento de transformação jurídico-institucional introduzida pelo projeto de reforma do Estado no Brasil. E o que caracteriza e define tal mudança é a criação de agências reguladoras independentes, enquanto órgãos responsáveis pela regulação de setores da economia, principalmente daqueles caracterizados como de infraestrutura e serviços públicos, com funções normativas orientadas, principalmente, pelos princípios constitucionais da livre concorrência e da defesa do consumidor.

Obviamente que este tipo de avaliação da evolução histórica acaba em alguma medida confluindo com algumas teorias progressistas que compreendem o fenômeno regulatório como uma “evolução” ou como talvez a melhor forma de intervenção na Economia. Todavia, há diferentes teorias utilizadas para explicar o fenômeno regulatório, algumas das quais apresentam severas críticas ao fundamento da regulação.

A este respeito, Scholze (2016, p. 38-40) examinou, por exemplo, a teoria geral da regulação postulada por Horwitz (1989):

“as teorias da regulação emergem de duas fontes principais. De um lado, a noção de bem-estar econômico, referindo-se à crença na capacidade de intervenção do Estado para garantir tanto redistribuições econômicas socialmente desejáveis, quanto a eficiência da economia em geral. As teorias tradicionais de regulação que se filiam a essa corrente centram-se em torno do conceito de interesse público, que está enraizado no bem-estar econômico. O interesse público legitima a intervenção estatal no mercado. De outro lado, situam-se as teorias associadas à teoria política, da qual emergem vários modelos de dinâmica política que se propõem a explicar a gênese da regulação e o comportamento das agências reguladoras. Teorias de regulação fundadas na teoria política são geralmente teorias que afirmam que as agências reguladoras servem a interesses privados, sejam eles os setores regulados, sejam os próprios reguladores”.

Scholze (2016, p. 38-40) apresentou a sinopse das teorias referidas por Horwitz (1989), a saber: *Public interest theory, Perverted public interest theory or regulatory failure, Conspiracy theory, Economic capture-conspiracy theory, Organizational theory, Capitalist state theory*, conforme apresentada no Quadro 2.

Quadro 2 - Teorias sobre regulação segundo Horwitz

Nome	Fundamento da teoria	Pontos fortes	Pontos fracos
Public Interest theory (mais antiga)	A regulação responde ao conflito entre corporações privadas e o público; os reguladores devem harmonizar o interesse geral da comunidade com as necessidades específicas das empresas. Duas fases: ativismo antimonopólio (Granger, 1870) e progressista (F. Roosevelt e W. Wilson). Reconciliou as tensões entre as necessidades dos consumidores mais fracos e o poder produtivo das corporações.	Baseia-se na compreensão histórica das origens das agências reguladoras.	Vislumbra uma aura progressista em todas as agências, quando na verdade algumas foram estabelecidas não em atenção a clamores democráticos, mas a demandas de algumas indústrias por proteção e subsídios. Ignora a prática real da regulação. Confunde interesse público com interesse dos consumidores. É silente quanto às consequências da regulação.
Perverted public interest theory or regulatory failure	O comportamento subsequente das agências acaba por trair ou perverter o padrão do interesse público, medido por critérios como o devido processo, a eficiência econômica ou a racionalidade burocrática. Teóricos da <i>regulatory failure</i> são teóricos do “interesse público traído”. A perversão do interesse público é vista como tendente a servir aos interesses das indústrias sujeitas à regulação. Três tipos de influência: instrumental (fator pessoal), estrutural (relacionamento institucional) e captura (sistemática, a agência torna-se enclave do poder privado dentro do Estado)	Atenta para os resultados das práticas regulatórias	Entende a regulação nos termos estabelecidos pela teoria do interesse público. Logo, essa compreensão da natureza da influência é limitada e reflete uma visão pluralista inadequada do Estado. A teoria da captura incorretamente caracteriza o Estado como aparato de coerção neutro, maleável e capturável por não ter funções essenciais ou prerrogativas internas.
Conspiracy theory	Considera que a regulação atende aos objetivos da indústria regulada em detrimento do interesse público. Distingue-se da teoria da <i>regulatory</i>	Aponta a direção da estrutura do capitalismo e	É acanhada quanto à análise empírica das práticas da regulação. Avança

	<i>failure</i> por negar a captura. Entende que as agências foram estabelecidas por ordem da indústria para servir a seus interesses. Advoga a natureza privada da regulação, tanto na origem quanto na operação.	da natureza da intervenção estatal. A regulação é uma nova instituição política que surge para tratar de problemas sociais e econômicos particulares.	na pressuposição apriorísticas da centralidade do poder capitalista e presume que a participação do capitalista representa controle da regulação.
Economic capture-conspiracy theory (Escola de Chicago)	Regulação é mecanismo crucial pelo qual muitas indústrias buscam controlar a entrada de competidores e constroem cartéis artificiais. A regulação é uma forma de proteção ao produtor patrocinada pelo governo. Estudos econômicos concluem que a regulação em indústrias competitivas produz ineficiências, como preços altos, maior custo de produção, menos progresso tecnológico.	Empreende exames empíricos sobre determinadas indústrias reguladas	Não é explícita quanto à gênese histórica da regulação
Organizational theory	Estudos de política e comportamento regulatório consideram os imperativos organizacionais como variável-chave. Ao contrário da noção de regulador como político, o sujeito desse modelo é a organização per se que mantém a autonomia e não é influenciada por qualquer parte, mas, confrontada por uma gama de conflitos, detém recursos limitados, opera dentro de uma realidade circunscrita e busca resultado satisfatório em oposição ao resultado ótimo.	Restaura o sentido de independência e autonomia das agênciasporém, apenas em uma parte limitada do cenário regulatório.
Capitalist state theory	Teoria neomarxista não dedicada à análise da regulação em si, mas à política de Estado. O marxismo estruturalmente orientado examina as instituições e o aparato político, como as agências reguladoras, dentro de uma teoria mais ampla de intervenção do Estado no capitalismo avançado. Tais instituições ocupam um interstício entre as demandas sistêmicas contraditórias de salvaguarda da acumulação	Situam as agências nas estruturas mais amplas de poder e coação.	São menos eficazes quando se analisa um fenômeno concreto, como uma agência regulatória específica ou uma política regulatória particular.

	capitalista, de um lado, e a legitimação política segura, de outro. As agências surgem devido à inabilidade do mercado para regular o comportamento capitalista, seja em termos de competição intercapitalista, seja de externalidades sociais.		
--	---	--	--

Fonte: Scholze (2016, p. 38-40)

Este é apenas um quadro sinótico, obviamente, havendo várias outras teorias explicativas do fenômeno regulatório, como, por exemplo, a Teoria da Regulação Responsiva de Ayres e Braithwaite (1992). Há, também, autores que apresentam críticas à teoria neoclássica de regulação, como Michel Aglietta; Alain Lipietz; e Robert Boyer, da Escola Francesa de Regulação (CAVALCANTE, 2007, p. 357). Conforme explica Cavalcante (2007, p. 357), tais autores apresentam críticas a “três elementos componentes do programa de pesquisa neoclássico: (i) equilíbrio geral; (ii) perfeita racionalidade; (iii) individualismo metodológico”, colocando, às vezes, em questão a própria utilidade de modelos econômicos que entendem útil à sociedade o “modelo de concorrência perfeita”. Obviamente que o modelo de concorrência perfeita é apenas um modelo teórico (e como todo modelo e tentativa de racionalização da realidade, pressupõe simplificações). De outro lado, o que este tipo de debate talvez perca em termos de perspectiva é que, conforme explicado por Frisch (1976, p. 24) e Jolls, Sustain e Thaler (1998, p. 1477), possível incorporar outras formas de racionalidade em modelos apriorísticos, como racionalidade limitada de Herbert Simon, auto interesse limitado ou egoísmo limitado; e força de vontade limitada, mensurando ao invés de inferir qual é o comportamento humano em face de determinadas situações. Também, Arrow (1987, p. 201) responsável pela teoria do equilíbrio geral em Microeconomia, com Gerard Debreu, escreveu:

“não há um princípio que impeça a criação de uma teoria econômica baseada em outras hipóteses de racionalidade... Qualquer teoria coerente de reações a estímulos apropriados em um contexto econômico... poderia em princípio levar a uma teoria econômica”.

De todo modo, não há uma resposta única, pronta e acabada para dizer qual é o fundamento da Regulação.

Em que pese este aspecto, teorias mais céticas e mais radicais, como a da teoria da perversão do interesse público, referida por Scholze (2016, p. 38-40, baseada na visão neomarxista Kolko (1963) e Kolko (1965), tendem a sobressimplificar muitas questões e obviamente que este grupo, ao sugerir aperfeiçoamento da Regulação, de forma a fomentar a concorrência, não compartilha deste tipo de visão mais radical, tendo em vista que se entende, ao contrário destas teorias radicais, que há, sim, mérito na Regulação e é possível encontrar soluções que sejam melhores para a sociedade em geral por meio deste tipo de instrumento.

Também, há que se reconhecer que a Regulação deve sempre estar sujeita a críticas e ao debate social, podendo ser sempre aperfeiçoada, havendo, como demonstrado, uma vasta gama de possibilidades teóricas capazes de explicar este fenômeno social, que vão das teorias econômicas de Regulação, que não avaliam o processo ou procedimento de criação de normas; e outras teorias que entendem que tais processos e procedimentos (ou seja, formas de ouvir a

sociedade na construção das regras) são essenciais à legitimação da Regulação, com participação social e democratização do debate.⁵

Salomão Filho (2008) critica a análise econômica da regulação e passa a defender a regulação estrutural, sugerindo algo que lembra estas correntes que dão maior ênfase ao procedimento (mas não apenas ao procedimento de criação de normas em si, mas, também, à procedimentalização da própria atividade econômica). Com efeito, por meio da teoria da regulação estrutural, o autor sustenta haver um princípio procedimental/substantivo extremamente relevante à discussão da regulação. O princípio concorrencial, segundo o seu ponto de vista, seria uma espécie de consideração aplicável a todo sistema social, em especial aos consumidores (e não restrito à forma de decisão da autoridade reguladora). O Princípio Concorrencial seria um Meta-princípio, semelhante ao Devido Processo Legal no Direito. Frise-se que o Devido Processo Legal pode atingir aspectos substanciais no sentido valorativo, embora seja uma regra de procedimento. Salomão Filho (2008, p. 35) refere que:

Ora, como se verá, nesses casos o fundamento jurídico da regulação está exatamente na procedimentalização da atividade econômica. A ideia é semelhante à das correntes mais progressistas do realismo jurídico, que, colocadas diante do problema de encontrar o fundamento para a norma e querendo evitar a discussão em termos exclusivamente políticos da questão, respondem defendendo a norma processual, direcionada a encontrar a regra jurídica justa, e assim, abrem a porta para o desenvolvimento da DUE PROCESS CLAUSE.

(NOTA: No direito processual o fulcro da due process clause – o princípio do contraditório – nada mais é que uma forma de garantir a participação das partes no processo que leve o terceiro e um juiz a uma decisão justa. Vide, a respeito, o fundamental artigo de C. R. Dinamarco, “O princípio do contraditório e sua dupla destinação” in Fundamentos do Processo Civil Moderno, 5ª. Ed., 2002, p. 124. Da mesma maneira, a concorrência é a garantia de uma contestação, de

⁵ Como as variantes tradicionais e modernas sobre o pluralismo, o republicanismo cívico e teorias sobre governança colaborativa e decisão normativa negociada. Conforme Adler (2000, p.268): A **Teoria Pluralista** “pensa que um processo de negociação autointeressada entre grupos é a melhor maneira para efetiva critérios morais substantivos que regem as escolhas de regulação: critérios, tais como a maximização do bem-estar, a equalização de bem-estar ou a possibilidade de bem-estar e a promoção do ambiente ou de outros valores perfeccionistas. Da mesma forma, o **Republicanism Cívico** debate sobre o espírito de bem comum deve ser fundado na alegação contingente e empírica de que a deliberação produz leis ou diretrizes regulatórias “boas” ou “justas”, sendo o conceito de “bom” ou “justo” derivado exclusivamente do conteúdo jurídico das regras associado a um contexto social mais geral, e não em termos dos processos de tomada de decisões que foram utilizados para formular as diretrizes. Os **Teóricos da Governança Colaborativa** advogam procedimentos regulamentares caracterizados por orientação para a resolução de problema, participação pelas partes interessadas e afetadas em todas as fases do processo decisório, soluções provisórias, *accountability* que transcende a os papéis públicos e privados tradicionais em matéria de governança e a agências flexíveis e engajadas em procedimentos.” (tradução livre) Outras correntes como **Fundacionalismo** de John Rawls e de Scanlon compreendem que as regras morais surgem de determinados procedimentos, criando e construindo consensos. Tais regras deveriam ser adotadas pela regulação. Adler (2000, p. 272), por seu turno, compreende que normas procedimentais não garantem um resultado bom ou mau da regulação.

uma participação de todos os agentes econômicos que garanta a tomada de uma decisão mais uniformizada pelos consumidores.)

O que se buscará, aqui, é nada mais nada menos que o desenvolvimento de uma due process clause em matéria econômica para aqueles setores reguláveis. Essa mudança no foco da preocupação – da busca de um objetivo predeterminado e pré-jurídico para a garantia efetiva da correção e da lealdade da integração dos vários agentes econômicos no mercado e de sua igualdade matéria em termos concorrenciais – é uma resposta à questão do fundamento da regulação (due process clause em matéria econômica).

Nestes termos, Salomão Filho (2008) não busca um fundamento pré-jurídico para a regulação, sendo o princípio concorrencial como forma de igualdade material. Neste ponto, haveria uma preocupação da Regulação em espalhar o conhecimento econômico entre todos os agentes do mercado e em especial aos consumidores.

Neste sentido, embora a concorrência não seja um fim em si, a mesma deve ser considerada e à medida do possível fomentada, sendo preterida apenas em casos excepcionais e por motivos plenamente justificáveis. De todo modo, como exposto ao longo deste texto, entende-se que há uma grande quantidade de valores e *tradeoffs* a serem considerados no debate regulatório. Cabe aos agentes públicos explicitarem o que pretendem com a Regulação, ou seja, qual o propósito de cada intervenção Estatal na economia.

Também, à medida do possível, é recomendável que a teoria apriorística escolhida como fundamento da Regulação interaja com aspectos empíricos da realidade. Assim, é possível que se busque uma abordagem empírica para monitorar o efeito da Regulação e/ou para avaliar se os meios utilizados pela regulação, efetivamente, alcançam os fins pretendidos. As Tomadas Públicas de Contribuições e as oitivas feitas pelo presente grupo de trabalho são exemplos não só de formatos de participação social no debate regulatório, como, também, auxiliam com informações qualitativas e quantitativas a respeito de prognoses dos impactos sociais e concorrenciais de eventuais modificações das normas regulatórias atuais.

Sobre a necessidade de monitorar o mercado sob o aspecto quantitativo, Joskow e Rose (1989) referiram que é possível mensurar o efeito da regulação no mercado ou no nível da empresa a partir do monitoramento de uma série de variáveis, quais sejam:

- (i) a média de preços ou estruturas de preços (tais como tarifas não uniformes e não lineares);
- (ii) custos de produção estáticos (como distorção de insumos, ineficiência-X, custos regulatórios diretos e preços dos insumos pagos);
- (iii) eficiência dinâmica, incluindo a taxa e a direção da inovação e da produtividade;
- (iv) qualidade do produto e variedade de produtos;
- (v) distribuição de receita e de renda (como lucratividade dos regulados, transferência de receita entre grupos de consumidores ou de produtos).

E obviamente que é possível haver diversas outras variáveis a serem monitoradas pela regulação, a depender do que se busca maximizar ou otimizar com a norma pretendida.

Também, do ponto de vista quantitativo, os autores Joskow e Rose (1989) referem que há diferentes abordagens para mensurar variáveis sobre regulação, como:

- (vi) a comparação do que ocorre com as variáveis de interesse de empresas que estão em mercados regulados vis-à-vis as variáveis de interesse de empresas que estão em mercados não-regulados.
- (vii) a comparação da situação antes da regulação versus a situação pós regulação.
- (viii) Análise da variação na intensidade de restrições regulatórias.
- (ix) Ademais, é possível realizar experimentos ambientais controlados ou realizar estimação estrutural ou modelos de simulação de empresas ou mercado regulados.

Também, é possível fazer estudos de Direito Regulatório comparado em busca de boas práticas regulatórias. Tendo este tipo de abordagem, é possível trazer esta discussão consequencialista da Regulação ao mercado em questão (mercado de combustíveis).

Com efeito, por muito tempo, o mercado foi concentrado. Todavia, o mercado de combustíveis está passando por mudanças intensas: mudanças estas que até recentemente parte da doutrina sequer imaginava. Para explicitar quão rápidas e quão profundas estão sendo as mudanças setoriais, Vieira (2017), por exemplo, escreveu um artigo em 2017, que buscava “explicar a ausência de vigência social da Emenda Constitucional nº 9/95 e da Lei nº 9.478/97, no que diz respeito à promoção da competição no segmento de refino de petróleo no Brasil.”. Tal autor referiu o seguinte:

Este trabalho tem o propósito de utilizar a abordagem institucional para explicar a ausência de competição na indústria de refino de petróleo no Brasil. Conforme dados estatísticos (ANP, 2016), em 2015 a participação da Petrobras nesse segmento da indústria petrolífera foi maior do que no final da década de 2000 (99,12%, contra 98,47% em 2000), sugerindo que as alterações nos marcos constitucional e regulatório não foram eficazes para estimular a entrada de competidores privados. A Emenda Constitucional nº 9/1995 e a Lei nº 9.478/1997 foram aprovadas em meio à necessidade de ajuste fiscal das contas públicas e de atração de investimentos para promover a retomada do crescimento econômico e o equilíbrio das contas externas. Entretanto, embora tenham sido removidas as barreiras legais à concorrência na produção e refino de petróleo, as barreiras institucionais, enraizadas a partir da criação da Petrobras, na década de 1950, parecem não terem sido rompidas.

Outro aspecto importante se refere à atuação de segmentos empresariais diretamente afetados por alterações regulatórias ou de política pública a fim de que sejam criadas barreiras à entrada para novos agentes ou que se criem ou se mantenham reservas de mercado.

Conforme estabelece a teoria do renomado economista, George Joseph Stigler, vencedor do Prêmio Nobel de 1982, no jogo regulatório, o interesse do produtor tende a prevalecer sobre o do consumidor, por ser parte de um grupo mais compacto e organizado. Dessa forma, a “proteção” ao produtor representa a dominância de um pequeno, porém poderoso grupo de interesse, sobre um outro grupo maior – o dos consumidores – cujos interesses não são tão

concentrados, e cujas perdas individuais são menores, resultando em esforços difusos e divergentes, conseqüentemente com menor poder de influência.

Há exemplos históricos que demonstram que a influência de grupos de interesse resistentes a processos de mudança que acarretariam em perdas econômicas muitas vezes se utilizaram de argumentos que defendiam que tais alterações seriam maléficas à sociedade e que o Estado deveria proibi-las de modo a proteger os consumidores.

O empresário John Rockefeller foi o fundador da Standard Oil, considerado por especialistas como responsável por revolucionar a indústria de petróleo. Rockefeller possuía o controle de toda a cadeia petrolífera dos Estados Unidos, com o principal produto final sendo a querosene iluminante, utilizada como combustível para iluminar os domicílios daquele país.

Em 1878, Thomas Edison inventou nova tecnologia que permitiria a iluminação por meio de lâmpadas elétricas, o que, posteriormente, se mostrou como uma tecnologia que revolucionaria o modo vida da humanidade. O empresário JP Morgan se associou a Edison e patenteou o produto, passando a levar energia elétrica para as residências de Nova Iorque por meio de redes de transmissão. Percebendo que a luz elétrica tinha potencial de substituir a querosene como fonte de luz primária. Quando a rede de transmissão começa a abranger redes cada vez maiores, Rockefeller lança uma grande campanha publicitária contra a eletricidade, alegando que a nova tecnologia seria perigosa. Destacava os perigos de eletrocuções em massa e incêndios fora de controle. Procurou alertar o poder público e os consumidores desses alarmados perigos.

Outro notável, porém, atual, exemplo, se refere ao surgimento e crescimento de aplicativos de carona, a partir do Uber. A facilidade e a simplicidade de encomendar um carro alimentou a crescente demanda dos consumidores pelo serviço realizado através de aplicativo. Por se tratar de uma inovação disruptiva, não se enquadrava de início a regulamentações específicas, de modo a ser implementado sem prévias autorizações.

A entrada da Uber no mercado brasileiro gerou fortes reações de taxistas, os quais chegaram a ter sucesso em angariar o apoio de autoridades municipais em uma cruzada para barrar o avanço do aplicativo. Entre as principais reações contra a Uber, podem-se citar três principais (AZEVEDO *et al*, 2015): (1) acusação de concorrência desleal, dado que a Uber não precisava observar a mesma regulamentação a que estavam sujeitos os taxistas; (2) preocupações sobre a segurança, já que a autoridade municipal não fiscalizava os automóveis e motoristas vinculados à plataforma; e (3) relação de trabalho entre motorista e Uber, pois, para a Uber, o motorista é um empreendedor, prestando seus serviços de maneira autônoma, enquanto que críticos argumentavam que haveria um vínculo de trabalho, que exigiria conformidade com a legislação trabalhista. As manifestações e protestos pelo mundo chegaram a provocar confrontos físicos, com agressões e depredações.

Os taxistas detinham a exclusividade do transporte público individual de passageiros por automóveis, sendo, assim, contemplados por uma espécie de reserva de mercado. De fato, para usufruir do direito de explorar a atividade de táxi, o motorista devia obter uma licença, junto ao poder público municipal, mas este raramente abria espaço para novas licenças. Alternativamente, o motorista interessado poderia comprar uma licença de um motorista já atuante, mas pagando para isso um elevado custo de entrada.

Em contrapartida, o taxista tinha vantagens para aquisição de carros, com isenção de tributos, e potencialmente auferia rendas superiores, dado que atuava em um mercado com quantidade de serviços ofertados limitada pelo governo. Outros motoristas, sem condições financeiras de

comprar uma licença no mercado paralelo, optavam por alugar a licença e o automóvel de terceiros, pagando, para tanto, uma diária que cobria os custos do automóvel e o direito de operar como taxista.

As reações ao modelo de negócio da Uber eram mais do que esperadas. E seus efeitos podiam extrapolar a mera manifestação pública, visto que a classe de taxistas tradicionalmente tem forte influência sobre o poder público municipal, com quem tem relação de longa data. Em contrapartida, os usuários do sistema Uber tinham pouca capacidade de ação coletiva para defenderem o modelo “uberista”. Os ganhos individuais de cada usuário seriam relativamente pequenos, o que limitava a capacidade e interesse de coordenação dos vários usuários em defesa de seus interesses.

Já aqueles que sofreram os reveses com o modelo da Uber, sobretudo, os que detinha as licenças e os sindicatos de classe dos taxistas, tinham ampla capacidade de coordenação e de ação coletiva. Nas palavras de Carrasco (2015):

“Rendas extraordinárias criam incentivos para tentar mantê-las a todo custo. (...) Portanto, os interesses dos detentores de licença na manutenção do status quo são maiores do que os interesses dos consumidores em mudá-lo.”

O fato é que diferentes soluções de regulamentação foram adotadas em diversas cidades.

Inobstante os termos abordados acima sobre o papel e função da regulação, cabe citar alguns elementos da legislação brasileira, bem como do contexto institucional presente da política pública.

A Lei de Liberdade Econômica (Lei 13.874/2019) estabelece normas de proteção à livre iniciativa e ao livre exercício de atividade econômica e disposições sobre a atuação do Estado como agente normativo e regulador. Dispõe que se interpretam em favor da liberdade econômica, da boa-fé e do respeito aos contratos, aos investimentos e à propriedade todas as normas de ordenação pública sobre atividades econômicas privadas.

Entre os princípios estabelecidos pela Lei, destacam-se a liberdade como uma garantia no exercício de atividades econômicas, a intervenção subsidiária e excepcional do Estado sobre o exercício de atividades econômicas e o reconhecimento da vulnerabilidade do particular perante o Estado.

Também estabelece como dever da administração pública, exceto se em estrito cumprimento a previsão explícita em lei, evitar o abuso do poder regulatório de maneira a, indevidamente: (i) criar reserva de mercado ao favorecer, na regulação, grupo econômico, ou profissional, em prejuízo dos demais concorrentes; (ii) redigir enunciados que impeçam a entrada de novos competidores nacionais ou estrangeiros no mercado; (iii) exigir especificação técnica que não seja necessária para atingir o fim desejado; (iv) redigir enunciados que impeçam ou retardem a inovação e a adoção de novas tecnologias, processos ou modelos de negócios, ressalvadas as situações consideradas em regulamento como de alto risco; e (v) aumentar os custos de transação sem demonstração de benefícios, entre outros.

Vale mencionar, ainda, os movimentos recentes de política energética nos setores de gás natural de refino. Em ambos os casos, o foco da política pública foi priorizar os aspectos concorrenciais tendo como claro objetivo promover a concorrência naqueles setores sob claros diagnósticos de sua premência.

Após os Termos de Compromissos de Cessação de Conduta assinados com o CADE, no âmbito do caso da Associação Brasileira dos Importadores de Combustíveis (Abicom) (Processo Administrativo 08700.001275/2018-12) e no caso Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegás) (Processo Administrativo 08700.007130/2015-82), o ambiente a ser regulado foi substantivamente modificado. Passa-se a assegurar à sociedade que vários ativos de produção e de transporte de combustíveis passam de um regime no qual apenas um agente tinha grande parte do controle integrado da produção para um cenário em que a concorrência começa a ser possível e a permeiar o mercado.

E é neste contexto de mudanças, a ser detalhado no **Capítulo 2**, que o Ministério de Minas e Energia, em conjunto com a Casa Civil da Presidência da República, o Ministério da Economia, o Ministério da Agricultura Pecuária e Abastecimento, a ANP, a EPE e o Cade e convidados, são chamados a opinar sobre potenciais adaptações em termos regulatórios para que haja um maior nível concorrencial no setor de combustíveis, com benefícios sociais, avaliando gargalos e barreiras à entrada.

Portanto, ainda que outros objetivos possam ser sopesados, observa-se, diante da publicação da Lei da Liberdade Econômica, bem como das políticas públicas colocadas em prática no Brasil, que a promoção da concorrência deve ter papel central nas políticas públicas do setor de combustíveis, especialmente no que se refere à remoção de barreiras à entrada nesse mercado.

Com base no exposto, vale destacar por último que as recomendações de aprimoramento regulatório comentadas neste documento, imbuídas do objetivo concorrencial esmiuçado, advogam favoravelmente à reestruturação normativa que privilegia a adoção de mecanismos de mercado e é menos propensa a determinar em atos administrativos a organização da indústria, estabelecendo por exemplo nichos e reservas de mercado por meio desses atos. O propósito, então, é permitir que a concorrência seja o instrumento pelo qual se selecionam os arranjos comerciais e societários mais eficientes.

Trata-se de orientação normativa mais próxima da regulação por incentivos do que da adoção de mecanismos tradicionais de comando e controle. Essa orientação pode amparar construção gradativa de ambiente de negócios mais favoráveis à competição, aos ganhos de eficiência, à realização de investimentos e inovações, em benefício do bem-estar de consumidores e empresas da economia brasileira.

2. O REPOSICIONAMENTO ESTRATÉGICO DA PETROBRAS NO ABASTECIMENTO DE COMBUSTÍVEIS, A RESOLUÇÃO CNPE Nº 9/2019 E O TCC PETROBRAS-CADE

No Brasil, quase a totalidade da infraestrutura de refino de petróleo e de movimentação de petróleo e seus derivados encontra-se sob o controle da Petrobras.

O parque de refino brasileiro é composto por 18 refinarias, com capacidade de processamento de petróleo de aproximados 2,4 milhões de barris por dia (ANP, 2018). De forma diversa do que ocorreu nos Estados Unidos, onde as refinarias norte-americanas foram implementadas pela iniciativa privada, no Brasil, a estruturação do parque de refino brasileiro foi fundamentalmente estatal e a cargo da Petrobras. Atualmente, a empresa detém 13 refinarias que respondem por cerca de 98% da capacidade de processamento de petróleo do País.

Além disso, a Petrobras atua na atividade de importação dos principais derivados de petróleo: gás liquefeito de petróleo - GLP, gasolina, querosene de aviação - QAV e óleo diesel, utilizando infraestrutura própria. A empresa é a única importadora de QAV e a participação de terceiros na importação de GLP é menor do que 1% (ANP, 2019). Até 2015, a Petrobras era responsável por cerca de 85% das importações de gasolina e óleo diesel do País (ANP, 2019), situação que vem se revertendo em razão do reposicionamento da empresa, conforme será exposto adiante.

Isso significa dizer que a oferta primária de combustíveis do País depende essencialmente da Petrobras, empresa historicamente responsável pela garantia do abastecimento nacional de combustíveis, que, em setembro de 2016, recuou quanto ao seu papel histórico e anunciou nova posição a respeito de sua estratégia de negócios, passando a mirar a maximização de valor da empresa por meio de uma gestão ativa do portfólio de refino, logística, comercialização e petroquímica integrados às atividades de produção de óleo e gás nacionais, conforme apresentado em seu Plano de Negócios e Gestão 2017-2021 (PNG 2017-2021) (PETROBRAS, 2018).

A Petrobras adotou como estratégias, entre outras, promover política de preços de mercado e maximização de margens de cadeia de valor, bem como reduzir o risco da empresa na atuação em exploração e produção, refino, transporte, logística, distribuição e comercialização por meio de parcerias e desinvestimentos, que possui total independência para realizar sua gestão de portfólio em consonância com suas diretrizes e objetivos estratégicos.

O PNG 2019-2023 (PETROBRAS, 2018), apresentado pela empresa, aduz que os investimentos previstos para a empresa irão se concentrar no setor de exploração e produção de petróleo, uma vez que dos US\$ 84,1 bi de investimentos previstos para o período de 2019 a 2023, a área de E&P ficará com 81,8% (US\$ 68,8 bi) do total de investimentos e apenas 9,7% (US\$ 8,2 bi) serão destinados às atividades de refino, transporte e comercialização.

Essa situação potencializa o surgimento de problemas de infraestrutura no *dowstream* que podem ocasionar no médio e longo prazos, por exemplo, limitações no abastecimento nacional, considerando o reposicionamento da empresa na diminuição de investimentos na atividade de refino, em contraste com o aumento da demanda projetado (EPE, 2019), situação que pode ser evidenciada atualmente para o setor de GLP, cuja infraestrutura para importação é deficitária.

Seguindo as novas diretrizes de gestão de seu portfólio de ativos, em abril de 2019, a Petrobras ampliou seu Programa de Parcerias e Desinvestimentos com a inclusão de 8 refinarias que totalizam capacidade de refino de 1,1 milhão de barris por dia. Cabe destacar que a empresa iniciou a divulgação das oportunidades em refino e logística em abril de 2018.

Apesar do aspecto positivo da iniciativa da Petrobras referente ao seu Programa de Parcerias e Desinvestimentos (PETROBRAS, 2018), em especial no segmento de refino de petróleo, o Cade recomendou melhorias derivadas de preocupações de caráter concorrencial, conforme a Nota Técnica nº 37/2018/DEE/CADE, de dezembro de 2018.

Essas melhorias consistiram, em apertada síntese, em duas propostas. A primeira foi que a venda de ativos de refino se faça por completo, sem participação ativa ou passiva da Petrobras no quadro societário do alienante. A segunda, que se promovesse a concorrência regional.

Cumprir destacar que o abastecimento nacional de combustíveis é considerado de utilidade pública, que abrange a atividade de refino e de transporte de petróleo, gás natural e seus derivados, de acordo com o § 1º do art. 1º da Lei nº 9.847/1999. Dessa forma, as atividades atinentes ao abastecimento de combustíveis, exercidas pela livre iniciativa do mercado, são também de interesse nacional.

Nesse sentido, a iniciativa Abastece Brasil encaminhou ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) propostas para a promoção da livre concorrência na atividade de refino no País, em linha com as recomendações do Cade apresentadas na Nota Técnica nº 37/2018/DEE/CADE. Busca-se a diversificação de agentes econômicos no segmento de refino, o desenvolvimento do mercado de combustíveis, bem como a garantia do abastecimento nacional, com produtos de qualidade e preços adequados ao consumidor.

A Resolução CNPE nº 9, de 9 de maio de 2019, considera como importante a alienação concomitante de refinarias e seus respectivos ativos de infraestrutura usados para a movimentação de insumos e produtos próprios, e que estes devem ser transferidos preferencialmente para grupos econômicos desverticalizados no mercado relevante. Além disso, a Resolução estabelece que as refinarias potencialmente concorrentes sejam alienadas para grupos econômicos distintos e que em nenhum caso seja mantida participação societária do vendedor nesses empreendimentos.

Ademais, a discussão suscitada em torno da Nota Técnica nº 37/2018/DEE/CADE (CADE, 2018) motivou a instauração de um Inquérito Administrativo pela Superintendência-Geral do Cade, objetivando investigar eventual abuso de posição dominante por parte da Petrobras no mercado de refino de petróleo no Brasil (Processo nº 08700.002021/2013-15).

Assim, em junho de 2019, como resultado das discussões entre o Cade e a Petrobras, no âmbito do citado Inquérito Administrativo, foi firmado um Termo de Compromisso de Cessação de Prática (TCC) entre as partes (CADE, 2019), em que a Petrobras compromete-se as 8 refinarias elencadas em seu Programa de Parcerias e Desinvestimentos, até 2021. Logo, o TCC representa um avanço significativo na promoção da concorrência na atividade de refino de petróleo no Brasil, em linha as diretrizes de política energética da Resolução CNPE nº 9/2019.

Cabe ressaltar que o processo de venda das 8 refinarias da Petrobras segue em um ambiente de negócios pautado na segurança jurídica. Recentemente, a venda de ações de empresas públicas, sociedades de economia mista e suas subsidiárias, que resulte na perda do controle acionário, foi objeto de recente julgamento do o Supremo Tribunal Federal (STF) no âmbito da Ação Direta de Inconstitucionalidade (ADI) nº 5624. O STF decidiu favoravelmente à alienação do controle acionário de empresas públicas e sociedades de economia mista nos seguintes termos:

i) a alienação do controle acionário de empresas públicas e sociedades de economia mista exige autorização legislativa e licitação; e

ii) a exigência de autorização legislativa, todavia, não se aplica à alienação do controle de suas subsidiárias e controladas.

Nesse caso, a operação pode ser realizada sem a necessidade de licitação, desde que siga procedimentos que observem os princípios da administração pública inscritos no art. 37 da Constituição, respeitada, sempre, a exigência de necessária competitividade.

Diante da perspectiva de crescimento do mercado brasileiro nos próximos anos (EPE, 2019) e considerando o reposicionamento da Petrobras, serão necessários investimentos em refino e infraestrutura de movimentação de petróleo e derivados a serem realizados também por outras empresas, a fim de garantir o abastecimento de combustíveis do País.

A Resolução CNPE nº 9/2019 e o TCC Cade-Petrobras têm o condão de estimular a entrada de novos agentes econômicos e a realização de investimentos no setor. Após a efetivação do processo de venda dos ativos de refino e logística da Petrobras em curso, há expectativa de aumento da competitividade no fornecimento primário de combustíveis e demais derivados de petróleo, garantindo um mercado capaz de atender o consumidor brasileiro em condições adequadas de preço e qualidade.

O novo cenário do *downstream* após a vendas das refinarias demandará alterações nas regras do setor cujo tema é pauta prioritária da iniciativa Abastece Brasil. As primeiras discussões sobre o assunto estão ocorrendo e, logo, os órgãos que compõem o Comitê Técnico Integrado para o Desenvolvimento do Mercado de Combustíveis, demais Derivados de Petróleo e Biocombustíveis (CT-CB) serão chamados a elaborar estudos para subsidiar a formulação de políticas públicas destinadas à garantia do abastecimento nacional de combustíveis, bem como para auxiliar o aprimoramento do normativo regulatório.

Diante de tais mudanças, as instituições que subscrevem o presente relatório elaboraram os estudos de que tratam o art. 2º da Resolução CNPE nº 12/2019, para que haja um maior nível concorrencial no setor de combustíveis, com benefícios sociais, avaliando gargalos e barreiras à entrada. A seguir, o **Capítulo 3** inicia esse debate analisando e propondo modelos de negócios e arranjos societários para o abastecimento de combustíveis. O **Capítulo 4** trata dos desafios e oportunidades para o mercado de GLP e o **Capítulo 5** encerra o estudo com a análise das condições de acessos a dutos e terminais terrestres.

3. ANÁLISES E PROPOSTAS DE MODELOS DE NEGÓCIOS E ARRANJOS SOCIETÁRIOS PARA O ABASTECIMENTO DE COMBUSTÍVEIS

A organização industrial da cadeia produtiva de combustíveis, que reúne a montante refinarias, importadores e formuladores de combustíveis, e termina a jusante nos postos revendedores de combustíveis, não resulta apenas da livre iniciativa dos agentes do setor. Atos administrativos diversos esclarecidos adiante construíram uma estrutura de governança do setor ainda altamente influenciada pelas diretrizes estatais. Há obrigações variadas de desverticalização. Parte das obrigações impede integração vertical dos agentes de mercado e outra parte veda relações de comércio entre os agentes.

Como já observado anteriormente, a motivação da separação vertical estrutural, como se detalha adiante, é impedir que segmentos não competitivos da cadeia produtiva limitem a competição nos demais elos potencialmente competitivos. No caso particular das limitações à integração vertical dos agentes de mercado, a hipótese é que ela pode gerar barreiras à entrada, como o próprio acesso ao combustível, e por isso comprometer a concorrência. Regulações como essa limitam o mercado, arranjos organizacionais mais eficientes e criam outros obstáculos à competição.

A indústria do gás natural, por exemplo, é caso emblemático de regulações que seguem o exposto. A nova política desenhada para o setor, expressa em parte nas diretrizes da Resolução CNPE nº 16/2019, impõe várias regras de desverticalização que tanto limitam relações de comércio como a integração vertical das firmas. Uma peculiaridade, contudo, da indústria do gás natural e do setor elétrico, em que a separação vertical estrutural é mais comumente implementada está no fato de serem indústrias de rede com mais de um elo da cadeia caracterizado como monopólio natural, nas quais um determinado agente pode ter significativo poder de mercado.

Algumas das regras de separação vertical estrutural da indústria de combustíveis já são tratadas pelo art. 1º da Resolução CNPE nº 12/2019, como circunstâncias a serem objeto de análise pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) em prazos estabelecidos por essa norma. É o caso de vedações ao comércio de combustíveis entre os agentes que operam nas distintas etapas da cadeia produtiva, como a venda direta de etanol hidratado automotivo pela usina para postos revendedores e a venda de gasolina C, etanol hidratado e óleo diesel B por Transportadores-Revendedores-Retalhistas (TRRs) para postos revendedores.

As demais regras de separação vertical estrutural foram alcançadas pelo art. 2º da Resolução CNPE nº 12/2019, que atribuiu a órgãos diversos da administração pública federal a análise do tema em prol da promoção da concorrência. Dessa forma, restrições de venda direta de combustíveis de refinarias para postos revendedores, por exemplo, são tema passível de estudo pelo art. 2º da Resolução CNPE nº 12/2019 e tratados mais a frente neste documento. Trata-se também das restrições aos agentes autorizados a importar ou realizar misturas de derivados de petróleo e biocombustíveis para a formação de combustíveis automotivos, como a gasolina C.

De modo geral, as regras de separação vertical objeto de análise deste documento encontram-se em normas da ANP, particularmente na:

- Resolução ANP nº 16/2010, no caso das regras que afetam as refinarias;
- Resoluções ANP nos 67/2011, 40/2013 e 777/2019, no caso de importadores;
- Resolução ANP nº 41/2013, no caso das regras de participação societária do distribuidor;
e
- Resolução ANP nº 8/2007, no caso do TRR.

Assim, um dos objetivos deste trabalho é analisar os efeitos potenciais das vedações em tela sobre a concorrência e em última instância sobre o bem-estar do consumidor. Dessa forma, pretende-se oferecer subsídios para o aprimoramento regulatório do abastecimento de derivados de petróleo. As contribuições podem, especialmente, auxiliar os estudos e trabalhos da ANP no escopo da Tomada Pública de Contribuições (TPC) nº 03/2018, sobre verticalização da cadeia produtiva de combustíveis.

O aprimoramento supra é relevante para que os consumidores finais de combustíveis possam se apropriar dos benefícios de iniciativas em curso que impulsionam o desenvolvimento da indústria nas etapas mais à montante da cadeia, como o processo de desinvestimento da Petrobras no segmento de refino.

De modo geral, indicam-se restrições regulatórias de comercialização no abastecimento de combustíveis que podem constituir barreiras à entrada e criar obstáculos para o mercado revelar os arranjos de negócios mais eficientes. Apresentam-se propostas de aprimoramento normativo que endereçam esses problemas potenciais, tornando a regulação mais aderente à adoção de mecanismos de mercado e menos propensa a estruturar a organização da indústria, estabelecer nichos e reservas de mercado, permitindo que a concorrência selecione os arranjos mais eficientes. Trata-se de orientação normativa mais próxima da regulação por incentivos do que da adoção de mecanismos tradicionais de comando e controle.

As propostas podem representar alternativas adicionais ao que se avalia no âmbito da TPC nº 03/2018, a título de aperfeiçoamento regulatório, ampliando as opções disponíveis para a agência analisar e decidir de forma autônoma sobre as regras relativas à comercialização e verticalização da indústria de combustíveis.

Note-se ainda que um abastecimento mais competitivo e menos sujeito a intervenções e entraves regulatórios pode contribuir para aumentar o valor esperado dos próprios ativos de refino objeto de desinvestimento. Isso porque sinaliza a imposição de menos custos de transação para os agentes do setor, a possibilidade de realização de arranjos de negócios mais eficientes e o aumento do mercado consumidor com as consequentes reduções de custos. São circunstâncias, portanto, que ampliam as expectativas de rentabilidade dos ativos de refino objeto de desinvestimento.

Com o propósito de desenvolver os estudos recomendados pela Resolução CNPE nº 12/2019, a próxima seção apresenta os estudos econômicos relacionados ao tema, indicando as principais motivações da separação estrutural de atividades que compõem a indústria. Complementam o trabalho referências bibliográficas relativas à discussão mais ampla de economias de integração vertical.

A seção subsequente apresenta a experiência internacional sobre o mercado de distribuição de combustíveis líquidos para Argentina, Peru, Austrália, Nova Zelândia, Portugal, Espanha, Itália, França, Canadá, Estados Unidos e México. Apresenta-se análise comparativa das experiências desses países no que se refere às regras regulatórias de verticalização.

O documento prossegue com o caso dos mercados de combustíveis do Brasil, destacando inicialmente as ações e análises da ANP e do CADE no âmbito da concorrência no setor. As iniciativas de ambos órgãos indicam que não se pode negligenciar os problemas de concorrência no abastecimento de derivados de petróleo, o que motiva a avaliação de possibilidades de aprimoramento regulatório que possam amenizar esses problemas, reduzindo o incentivo dos agentes à adoção de práticas anticompetitivas. Complementam esse ponto dados relativos à estrutura de mercado do segmento de distribuição de combustíveis líquidos. Exibe-se panorama geral do segmento e evolução recente da estrutura de mercado de gasolina C, óleo diesel B e etanol hidratado, com estatísticas que apontam movimento de desconcentração de mercado, em que pese ainda ser significativa participação dos líderes de mercado.

As seções subsequentes tratam das atividades de refino, de importação e dos TRRs. Há uma seção dedicada a cada uma das atividades. Apresentam-se as características dos agentes, as normas que amparam sua operação e barreiras potenciais à concorrência e eficiência econômica. Posteriormente, são comentadas alternativas de aperfeiçoamento regulatório com vistas à melhoria do bem-estar do consumidor em relação às restrições de comercialização na cadeia de combustíveis.

Por fim, são analisadas as restrições de arranjos societários no modelo regulatório vigente e as questões de concorrência associadas aos novos agentes adquirentes das refinarias. Nesse último caso, apontam-se alternativas de suprimento, respectivas cadeias logísticas e a dinâmica competitiva esperada em cada alternativa. Diretrizes gerais de aprimoramento regulatório encerram esse ponto.

3.1. Referências econômicas

As restrições de relações comerciais entre os agentes do setor de abastecimento de combustíveis relacionam-se com o debate se segmentos não competitivos em uma indústria podem criar dificuldades à concorrência em outros elos a montante ou a jusante da cadeia produtiva. Por exemplo, o monopólio natural característico das atividades de transmissão e distribuição de energia elétrica pode cercear a competição em etapa a montante da cadeia potencialmente competitiva, que é a geração de energia. Para preservar o segmento competitivo, uma das soluções adotadas pela regulação é separar estruturalmente a cadeia produtiva, estabelecendo limites às relações de comércio entre os agentes que operam nos diferentes elos da indústria, bem como impondo vedações à integração vertical.

A integração vertical *per se* é outro foco de debate pela eventual falta de clareza da motivação ou consequência da estratégia: se indutora de ganhos de eficiência ou de barreiras à competição. Portanto, a discussão sobre a verticalização das atividades em setores regulados pode envolver um *trade-off* entre eficiência econômica e concentração de mercado. A Teoria Econômica prevê que, na hipótese de livre entrada e saída de empresas em um setor, o processo competitivo leva à seleção e permanência dos agentes de mercado mais eficientes no mercado. Nesse processo, a alternativa da verticalização se apresenta como uma forma de diversificação

empresarial, com fins de redução de custos de transação relativos à atividade, ganhos de eficiência e de valor para o agente.

Por um lado, a teoria da empresa e dos agentes de mercado aponta possibilidades de ganhos de eficiência com o controle unificado dos processos de produção e distribuição das companhias. A integração vertical pode evitar o sub investimento em ativos específicos, relacionado ao comportamento oportunista pós-contratual quando os contratos são incompletos⁶. Assim, a estratégia integradora melhora a eficiência operacional por melhorar os incentivos aos investimentos e reduzir os custos de barganha.

Por outro lado, estudos de organização industrial indicam situações de abuso de poder de mercado ao amparo de estruturas de governança verticalizadas. O início dos estudos foi motivado pelos casos investigados pelo sistema de defesa da concorrência dos EUA. Os órgãos antitruste avaliaram possibilidades de fechamento de mercado⁷, por parte da empresa integrada, às empresas concorrentes. O fechamento de mercado poderia ocorrer se a empresa integrada tivesse condições de impor desvantagens aos seus competidores não integrados, por exemplo, limitando o acesso de insumos para empresas rivais (ORDOVER *et al*, 1990). Outros possíveis efeitos anticompetitivos envolvem maior facilidade de ação coordenada.

As próximas seções apresentam sinteticamente mais informações sobre separação estrutural da indústria como forma de impedir que segmentos não competitivos cerceiem a concorrência em outros elos potencialmente competitivos da cadeia produtiva.

3.1.1. Separação vertical estrutural

Há várias razões pelas quais atividades econômicas nos setores de infraestrutura não se aproximam da estrutura de mercados plenamente competitivos. A razão mais comum é a presença de significativas economias de escala, que induzem à concentração da produção em poucas empresas. Nesse caso, o desafio das autoridades regulatórias é promover a concorrência nos segmentos potencialmente competitivos da cadeia produtiva.

⁶ O *hold-up* ou oportunismo pós-contratual é um problema em que uma parte do contrato teme ser forçada a aceitar termos desvantajosos mais tarde depois de ter realizado investimentos ou teme que seus investimentos sejam desvalorizados pelas ações dos outros. Contratos incompletos e a especificidade dos ativos de investimento estão na raiz do problema. Os investimentos são muitas vezes específicos e orientados para uma determinada relação de contrato, caso em que o retorno do ativo no âmbito da relação excede o retorno fora dela. Os contratos existem para alinhar incentivos. Como são incompletos e imperfeitos, têm efetividade limitada para alcançar *commitment* e deixam as partes sujeitas, especialmente no caso de ativos específicos, a oportunismo. O comportamento oportunista nas relações contratuais que demandam investimentos específicos, denominado *hold-up*, é tido na literatura como uma das explicações para a existência de empresas integradas verticalmente.

⁷ Fechamento de mercado (*market foreclosure*) refere-se à situação em que uma empresa com posição dominante nega o acesso adequado a um bem essencial que ela produz, com a intenção de estender o poder de mercado daquele segmento para um adjacente potencialmente competitivo. Fechamento vertical ocorre quando uma empresa controla um insumo essencial para uma indústria potencialmente competitiva, negando ou limitando o acesso ao seu insumo. Fechamento horizontal pode ocorrer quando a empresa vincula a venda do bem cujo mercado ela domina com a venda do bem potencialmente competitivo, distorcendo ou mesmo eliminando a competição dos concorrentes no segmento do bem complementar.

Outra observação é que o progresso tecnológico tem propiciado o desaparecimento de alguns processos produtivos com características de monopólio natural, reduzindo barreiras à entrada oriundas da tecnologia e amparando a possibilidade de atuação eficiente de mais empresas no mercado.

Em face do exposto, OCDE (2001) chama atenção para as possibilidades de fomentar a concorrência, por meio da separação vertical estrutural, em indústrias nas quais coexistirem mercados competitivos e outros com características de monopólio natural ou com outras falhas de mercado que o tornam mais distante da estrutura competitiva.

A recomendação de se avaliar a separação vertical estrutural foi acompanhada pelo relatório intitulado *“Restructuring Public Utilities for Competition”* (OCDE, 2001), que examinou as alternativas de separação vertical em comparação com a regulamentação do acesso e revisa as experiências com diferentes abordagens de separação estrutural em diversos setores, incluindo aeroportos, portos, estradas, eletricidade, gás natural, serviços ferroviários, telecomunicações, radiodifusão e banda larga, serviços interativos e serviços postais.

De acordo com OCDE (2001), há duas abordagens regulatórias destinadas a proteger e promover a concorrência nos componentes competitivos de uma indústria com segmentos competitivos e não competitivos: a estrutural e a de condutas. Na regulação de condutas (ou comportamental), o regulador intervém para fixar os termos e condições pelos quais as empresas rivais no componente competitivo adquirem o acesso aos bens ou serviços não competitivos, com objetivo de facilitar a concorrência entre a empresa rival e o componente competitivo da empresa integrada.

A regulação estrutural aborda as condições de entrada e de saída das empresas nos setores regulados e as medidas para separação vertical de segmentos competitivos e da atividade não competitiva da indústria. Na separação vertical estrutural, o processo de produção de bens e serviços é segmentado, o que impede a atuação da mesma empresa nas diferentes fases da cadeia produtiva. Essa barreira regulatória objetiva preservar os segmentos competitivos da cadeia produtiva do poder de mercado das empresas atuantes nos segmentos não competitivos.

Os setores de energia elétrica e gás natural são exemplos de cadeias produtivas regularmente analisadas nos relatórios de experiências com separação estrutural publicados pela OCDE. O setor elétrico particularmente é composto de basicamente três segmentos: geração, transmissão e distribuição. A geração é uma atividade potencialmente competitiva. Os segmentos de transmissão e distribuição, no entanto, caracterizam-se como monopólios naturais. A separação estrutural cria limitações para o que o agente do segmento monopolista atue no mercado competitivo, que é a geração, e eventualmente comprometa esse potencial competitivo. Essa é a justificativa econômica para a regulação estabelecer que as firmas do setor de distribuição são vedadas a operarem plantas na geração.

A mesma lógica se aplica a outras indústrias de rede como a de gás natural em que se busca preservar a independência do transportador para permitir competição entre comercializadores na comercialização (carregamento) da molécula (gás natural).

A motivação para implementar a separação vertical estrutural na indústria de combustíveis pode ter sido a concentração do mercado de refino no Brasil, em que a Petrobras responde pela quase totalidade da capacidade instalada e produção. Os segmentos à jusante da cadeia, por sua vez, a julgar pelas próprias exigências regulatórias atuais, possuem menos requerimentos de capital

e, por conseguinte, menos barreiras à entrada, o que os tornariam mais próximos de estruturas de mercado competitivas, exceto as redes de dutos que conectam ativos de produção e movimentação, tais como terminais de recebimento de petróleo cru, terminais terrestres, terminais terrestres e bases primárias, que possui característica de monopólio natural em função das economias de escala esperadas. Esse contexto, portanto, poderia justificar a princípio a separação vertical da indústria de petróleo.

No caso da separação que veda arranjos societários entre os elos de distribuição e revenda, Ragazzo (2010) argumenta que, embora a ANP não explicita as razões da legislação proibir a atuação da distribuidora na revenda, isso poderia ter relação com: (i) a proposta de evitar (ou reduzir, quando possível) o risco de fechamento de mercado (por exemplo, aumento dos custos dos rivais); (ii) de facilitação da prática de condutas coordenadas (uma vez que seria mais fácil para as distribuidoras identificar agentes que estariam desviando de um acordo colusivo); e (iii) de criação de dificuldades para a entrada no mercado (a ponto de tornar, por exemplo, a entrada suficiente somente quando for simultânea na revenda e distribuição).

De outro lado, do ponto de vista da eficiência econômica, vedações a arranjos verticais podem gerar, em algumas situações, mais custos que benefícios, se impedirem a formação de determinados modelos de negócios capazes de aumentar a eficiência do setor.

Portanto, é preciso ponderar se a configuração atual da regulação colabora para a manutenção no mercado de combustíveis de arranjos ineficientes entre supridores, distribuidores e revendedores, vedando uma integração vertical mais efetiva desses segmentos, e, conseqüentemente, limitando os potenciais ganhos de eficiência que poderiam ser gerados.

Nesse ponto, antes de fazer uma avaliação a respeito da adequação deste tipo de proibição, vale trazer elementos da configuração atual do mercado de combustíveis. Trata-se de cadeia em que todos os seus segmentos são potencialmente competitivos, no que se refere a entrada e saída de agentes.

Uma primeira ponderação a respeito da separação vertical estrutural do setor de combustíveis é que, diferentemente das demais indústrias em que se implementa essa separação, ele não é uma indústria de rede como o setor elétrico, ou de gás natural. Nas indústrias de rede, um determinado agente pode ter mais condições de fechar mercado. Por exemplo, na indústria de gás natural, o agente atuante no segmento de transporte pode direcionar o mercado de comercialização se a regulação não limitar tal conduta. Na indústria de combustíveis, por sua vez, o produtor não obrigatoriamente tem esse poder de mercado para as firmas à jusante na cadeia. O agente atuante no mercado atacadista de distribuição, por exemplo, pode realizar importações para fornecer combustível aos postos revendedores.

Sobre a possibilidade de importação de combustíveis vale registrar, inclusive, que a alternativa tem participação não negligenciável no mercado, participação essa que tem sido crescente. Por exemplo, as importações de gasolina A nos primeiros sete meses do ano de 2019 são 64,0% superiores às de 2018 e representam 18,0% do consumo (MME, 2019). Outro exemplo é a importação de óleo diesel A que cresceu 52,5% no período de julho de 2018 a julho de 2019, com participação de 23,3% do total das vendas realizadas nesse mesmo período (ANP, 2019b). Nesse sentido, é relevante mencionar que o Brasil continuará importador líquido desses derivados, demonstrando a importância da importação desses derivados para o consumo doméstico (EPE, 2019a).

Registre-se que no período mais recente, parte substancial das importações tem sido efetivada por companhias que concorrem com o agente dominante no mercado brasileiro de refino. Para o ano de 2018, por exemplo, observa-se que os importadores que rivalizam com esse agente foram responsáveis pela aquisição de 77,6% e 72,0% de gasolina e óleo diesel, respectivamente. (ANP, 2018).

Registre-se ainda os leilões de áreas portuárias para desenvolvimento de infraestrutura para armazenagem e movimentação de combustíveis ocorridos nos últimos anos. Parte substancial dos leilões foi vencida pelas empresas do próprio setor de combustíveis atuantes na atividade de distribuição. No período entre o ano de 2017 e primeiro semestre de 2019, foram realizados dezessete leilões para terminais portuários de armazenamento de combustíveis líquidos e de GLP, com investimentos previstos superiores a R\$ 1 bilhão (BRASIL, 2017; BRASIL, 2018).

Dentre os leilões de terminais portuários de armazenamento de combustíveis realizados, quatro certames foram realizados para terminais de armazenamento de GLP, com vencedores que estão no *ranking* das cinco maiores empresas de distribuição de GLP do País: Liquegás, Bahiana, Grupo Ultragás, Copagaz e Nacional Gás Butano. Um destes leilões foi destinado ao armazenamento conjunto de GLP e de combustíveis líquidos, sendo arrematado pela empresa Transpetro que, conjuntamente com a Liquegás, pertenciam, à época, ao mesmo grupo econômico: a Petrobras.

Os demais leilões de terminais portuários de armazenamento de combustíveis foram direcionados exclusivamente para armazenamento de combustíveis líquidos, com participação preponderante dos distribuidores que detém as maiores parcelas do mercado. Observa-se que quatro certames foram arrematados por consórcios formados pelos distribuidores BR Distribuidora, Raízen e Ipiranga, que estão no *ranking* das três maiores empresas de distribuição de gasolina e óleo diesel. Adicionalmente, também podem ser visualizadas participações dessas empresas em outros cinco leilões realizados no período. Em razão da concentração de mercado e a facilitação de possíveis práticas anticompetitivas no segmento de distribuição, o tema da licitação das áreas portuárias será tratado em outro item do relatório, inclusive com relação aos aspectos legais.

A atuação de plantas operando com capacidades instaladas muito distintas tanto no Brasil como no próprio mercado norte-americano indica que a tecnologia no segmento de refino é flexível em relação ao tamanho, podendo suportar unidades produtivas de tamanhos variados e eficientes no mercado que atendem. Segundo MME (2019), no caso do Brasil, são 17 refinarias com capacidades instaladas que variam de 2.100 até 434.000 barris por dia (bpd). Já nos EUA, são 132 refinarias com capacidades de 2.000 até 607.000 bpd (EIA, 2019), sendo quase dois terços produzindo menos de 100.000 bpd, o que significa aproximadamente 5% da produção total de derivados do país (Glenn e Handwerk, 2004).

Sobre o mercado brasileiro de refino, vale registrar ainda que a Resolução CNPE nº 9/2019, seguida do TCC firmado entre Cade e Petrobras, favorecem o processo de aumento da concorrência no setor com a previsão de venda de oito unidades de refino da estatal, o que equivale aproximadamente a 50% da sua capacidade instalada na atividade. Trata-se de mais um indicativo que reforça as menores possibilidades de fechamento de mercado entre a indústria de combustíveis no Brasil daqui para a frente relativamente às indústrias de rede comumente objeto de medidas regulatórias de separação vertical estrutural.

Constata-se, então, que a motivação econômica para separação vertical estrutural das mencionadas indústrias de infraestrutura pode não estar presente com a mesma clareza para as atividades de refino e de distribuição de combustíveis.

Não obstante, vale mencionar que as refinarias possuem redes de dutos que conectam ativos de produção e movimentação, tais como terminais aquaviários, terminais terrestres e bases primárias. Nessa etapa da cadeia, há uma característica de monopólio natural em função das economias de escala esperadas. Assim, ao avaliar a configuração do mercado de combustíveis líquidos, observa-se que a rede dutoviária é o único segmento que apresenta características de monopólio natural.

Por último, o fato de ser menos claro o benefício da separação vertical estrutural na indústria de combustíveis não significa que não existem problemas potenciais de concorrência a serem observados. Por exemplo, o controle de um grupo de distribuidoras sobre a infraestrutura de terminais portuários pode limitar as condições de concorrência no mercado atacadista de combustíveis.

3.1.2. Escola de Chicago, pós-Chicago e economias de integração vertical

Políticas de desverticalização como as comentadas na seção anterior não possuem amparo na abordagem construída pela Escola de Chicago. Bork (1978) e Posner (1976) identificam os ganhos de eficiência da integração vertical resultantes de um exercício mais lucrativo de poder de mercado, incluindo a expansão da produção resultante da eliminação da "dupla margem", quando as empresas verticalmente relacionadas exercem cada uma delas um poder de mercado e a correção de "distorções de proporções variáveis", quando as empresas independentes a jusante substituem os fatores de produção mais competitivos (Perry, 1989).

A dupla margem existe quando as empresas a jusante e a montante dispõem de algum poder de mercado e cada uma delas fixa o preço acima do seu custo marginal. Então, a empresa a montante vende o produto com um preço de *mark-up* à empresa a jusante e, por sua vez, a empresa a jusante fixa o segundo preço de *mark-up* acima do seu custo marginal e, por último, o consumidor de bens finais pagará um preço mais elevado. Mas se as empresas a montante e a jusante realizarem uma fusão, o custo marginal da empresa a jusante será menor, pois ela não irá adquirir o insumo de agente com poder de mercado, mas produzirá ela própria, o que poderá se refletir em preços menores aos consumidores finais. Isso, se bem regulado, pode conduzir à eficiência do mercado.

Ademais, de acordo com Bork (1978): (i) fusões verticais não criam ou aumentam o poder da empresa de restringir a oferta; (ii) a habilidade para restringir a quantidade depende da participação de mercado ocupada pela empresa; e (iii) fusões horizontais aumentam essa participação, mas fusões verticais não.

Assim, os autores da abordagem da Escola de Chicago descartam a possibilidade de efeitos anticompetitivos causados por relações verticais e argumentam que esses tipos de estratégia empresarial não deveriam ser objeto de análise das autoridades de defesa da concorrência. Portanto, caso não existam efeitos anticompetitivos, a integração vertical ou os acordos de exclusividade gerariam, essencialmente, aumentos de eficiência.

Contudo, estudos posteriores apresentaram outras evidências na direção contrária. Durante o final da década de 1980 e início da década de 1990, estudos na área de organização industrial,

ao aplicar a teoria econômica moderna na análise das estruturas de mercado, passaram a destacar possíveis efeitos anticompetitivos da integração vertical em algumas circunstâncias, levando a uma revisão do argumento da Escola de Chicago.

A abordagem pós-Chicago estuda o modo como o fechamento de mercado resultante da integração vertical pode reduzir a concorrência e aumentar os custos dos concorrentes (ORDOVER *et al.* 1990; SALINGER 1988; SALOP e SCHEFFMAN, 1987).

Uma ideia fundamental desta abordagem é que as empresas verticalmente integradas terão incentivos diferentes das empresas não integradas para competir no mercado de insumos (a montante). Uma empresa integrada reconhecerá que pode se beneficiar dos custos mais elevados impostos aos seus concorrentes a jusante quando se abstém da concorrência agressiva no mercado de insumos, e, por conseguinte, tentará fazê-lo para aumentar os custos dos concorrentes. O fechamento vertical pode, portanto, surgir em equilíbrio. O artigo de Salop e Scheffman (1987) constitui a base para este argumento.

Na abordagem pós-Chicago, destacam-se três artigos principais sobre os efeitos da integração vertical no grau de competitividade do mercado: Salinger (1988), Ordover, Saloner e Salop (1990), Hart e Tirole (1990). Utilizando modelos teóricos diferentes, esses artigos argumentam que a verticalização pode ter como consequência a monopolização do mercado onde há agentes não integrados ou o aumento do poder de mercado da empresa verticalizada, levando a efeitos anticompetitivos no mercado.

Por sua vez, Riordan (2005), no artigo "*Competitive Effects of Vertical Integration*", defende a utilização de uma abordagem baseada na "regra da razão" para análise dos casos de integração vertical. De acordo com o autor, é um erro supor que somente uma teoria dos efeitos competitivos da integração vertical pode ser válida em qualquer caso. Assim, para a política de defesa da concorrência, uma vez que a integração vertical pode significar tanto aumento de eficiência como diminuição da competição no mercado, as análises devem ser desenvolvidas caso a caso, sem um posicionamento pré-definido de seus impactos sobre o bem-estar dos consumidores. Para o autor, os efeitos anticoncorrenciais devem ser comparados com os ganhos de eficiência, e, a partir de evidências empíricas, devem ser avaliadas as prováveis consequências da integração vertical para o bem-estar econômico.

3.1.3. Leis de divórcio (*divorcement laws*) no setor de combustíveis

As leis que proíbem a relação vertical entre os elos da cadeia são chamadas leis de divórcio (*divorcement laws*). Nos Estados Unidos, propostas para limitar o controle de refinarias sobre postos de gasolina são feitos periodicamente com o propósito de aumentar a concorrência e trazer preços baixos aos consumidores. Tais leis que proíbem as refinarias de possuírem postos de combustíveis foram levadas a cabo em Connecticut, Delaware, Maryland, Nevada, e no Distrito de Columbia, sendo proposta em São Francisco e São Diego (GOLDSTEIN, GOLD & KLEIT, 1998). Todavia, há uma série de estudos que demonstram que a imposição de leis de divórcio aumenta os preços e reduzem a concorrência. O efeito para os consumidores é menor conveniência, menor concorrência e maiores custos.

Segundo relato de Goldstein, Gold & Kleit (1998):

A experiência mais cuidadosamente estudada de divórcio refere-se a Maryland, onde a legislação de divórcio que proíbe as refinarias de operar

diretamente nos postos de gasolina de varejo foi promulgada em 1974 e está em vigor desde 1979. Cerca de 200 postos de gasolina (menos de 10% do mercado de Maryland) foram afetados. A melhor evidência empírica disponível sobre os efeitos do divórcio vem de um estudo de Barron e Umbeck (1984).

Os autores obtiveram um conjunto de dados consistindo em levantamentos periódicos de preços cobrados e horas abertas para 178 dos 210 postos de gasolina sujeitos a divórcio nos termos da lei de divórcio de Maryland. Os inquéritos abrangeram o período de janeiro de 1977 a janeiro de 1982, estendendo-se, portanto, de antes para depois do divórcio. O conjunto de dados também incluiu levantamentos de preços e horas de operação de postos concorrentes próximos. No total, cerca de 600 postos de gasolina estavam na amostra original. Os autores descobriram que o divórcio causou elevação dos preços da gasolina com serviço em 5-7 ¢/gal nos postos de gasolina sujeitos ao desinvestimento forçado e cerca de 1 ¢/gal nos postos de gasolina concorrentes. Eles também descobriram que as horas de operação caíram cerca de 8-9 horas / semana nas estações sujeitas a divórcio.

Assim, este estudo indica que, enquanto os concorrentes de postos se beneficiaram, foram os consumidores que foram prejudicados pela lei de divórcio de Maryland. O estudo, contando com observações diretas de postos sujeitos a divórcio e competidores próximos, evitou as limitações que afetam os estudos que se baseiam em comparações de preços médias com outras áreas e apenas em dados pós-divisão. Estudos transversais enfrentam problemas de controle de diferenças entre as jurisdições da amostra em custos de transporte, códigos de zoneamento e construção, etc., todos os quais podem influenciar os preços de varejo. A falta de fazê-lo limita a credibilidade das diferenças estimadas nos preços atribuídos ao divórcio. Os estudos que se concentram apenas nos dados pós-divórcio podem mostrar que os preços são mais baixos no local de divisão do que outras áreas, mas não que as diferenças sejam devidas ao divórcio, pois os mesmos relacionamentos poderiam ter prevalecido antes que o divórcio entre em vigor. O estudo original de Barron e Umbeck foi criticado por causa da fonte dos dados, das companhias de petróleo diretamente afetadas pela lei de divórcio. Foi argumentado que as empresas teriam um interesse no resultado do estudo, ou seja, um desejo para o estudo de mostrar que o divórcio prejudica os consumidores e esse interesse poderia ter levado a dados tendenciosos. O estudo foi financiado por empresas petrolíferas do meio oeste que não faziam negócios em Maryland.

Apesar do fato de que houve algum controle contra o viés no estudo original, uma entidade independente, Lundberg Survey Inc., foi empregada para pesquisar a amostra da pesquisa original. O financiamento da pesquisa foi fornecido pela ARCO. O esforço envolveu a aquisição de um censo de 1978 das estações de serviço de Maryland e 10 pesquisas de preços de Baltimore. A análise de Barron e Umbeck (1983) dos novos dados de preços mostrou, na grande maioria dos casos, combinações perfeitas com seus dados anteriores. Onde havia diferenças, elas pareciam distribuídas aleatoriamente, descartando a possibilidade de viés. Os novos dados permitiram ampliar o estudo por outro ano, 1982. Eles encontraram suas conclusões ainda válidas: o divórcio levou a preços mais altos para os consumidores e reduziu as horas de serviço.

Segundo Mac Dowell e Cavalcanti (2013), em alguns contextos, o lucro da empresa verticalmente integrada é superior ao lucro conjunto de empresas desverticalizadas e o seu preço ao consumidor final poderá ser inferior. As evidências de que algum grau de verticalização

pode ser desejável estão relacionadas com a economia de custos de transação. É necessário atentar-se, no entanto, à possibilidade de que possam existir práticas anticompetitivas relacionadas ou propiciadas pela verticalização.

Barron e Umbeck (1984), Blass e Carlton (2001), Slade (1998), Vita (1999), Goldstein, Gold & Kleit (1998), Shepard (1993) e Slade e Lafontaine (2008) demonstram empiricamente que os custos e os preços da venda de gasolina aumentam quando se proíbe a referida verticalização:

Cade (2018a) observa o seguinte:

(...) os estudos empíricos são uníssonos ao mostrar diminuição do bem-estar do consumidor, aumento de preços, aumento de custos e diminuição da quantidade ofertada. Não há um estudo empírico para o caso brasileiro. Todavia, estes resultados sugerem que deva ser revista a proibição per se de, pelo menos, verticalização entre distribuidor e varejista (ou até mesmo, talvez, permitir verticalização entre produtor e varejista), já que tal atitude tende a eliminar a dupla margem, diminuir custos e, eventualmente, acirrar a rivalidade intermarcas.

As evidências de que algum grau de verticalização pode ser desejável estão relacionadas com a economia de custos de transação – ou ainda à eliminação de duplo *mark-up* e o conseqüente aumento da demanda para o produto. Na situação em que há um limite jurídico para a verticalização, os riscos de surgimento de condutas anticompetitivas estariam, a priori, controlados, gerando incentivo para uma competição em que sociedades verticalizadas estariam necessariamente competindo com grupos de revenda “puros”, potencialmente suficientes para desincentivar a coordenação nos setores de revenda e de distribuição (RAGAZZO, 2010, p. 37).

É necessário atentar-se, no entanto, à possibilidade de existência de práticas anticompetitivas relacionadas ou propiciadas pela verticalização. Por exemplo, a imposição de volume mínimo de compra, entre distribuidor e revendedor, pode limitar a política de estabelecimento de preços pelos postos. Segundo Luciano et al (2008), a presença de quantidades mínimas de volume adquiridos nos contratos com arrendatário ou revendedor livre sugerem que os preços, quando não há restrições de volume, poderiam ser menores nos postos de propriedade das distribuidoras⁸.

3.2. Experiência internacional de integração vertical

Buscando contribuir para as discussões sobre os modelos de negócios e arranjos societários para o setor de combustíveis, esta seção apresenta experiências internacionais relevantes, sendo possível apurar informações de países como Argentina, Peru, Austrália, Nova Zelândia, Portugal, Espanha, Itália, França, Canadá, Estados Unidos e México.

3.2.1. Argentina

Na Argentina, no início dos anos 1990, contratos entre empresas de petróleo e postos revendedores superiores a 14 anos representavam 22% do total. No final dos anos 90, os

⁸ Alternativamente, isso também se aplicaria naqueles postos em que a distribuidora é proprietária do terreno e fornece a maioria dos investimentos de maior vulto, como tanques, bem como capital de giro.

referidos contratos de fornecimento superiores a 14 anos passaram a representar cerca de 38% do total. Por influência europeia⁹, o país limitou em apenas 3 anos a duração dos contratos de fornecimento entre empresas de petróleo e postos revendedores. Frise-se que a depender do tempo de duração contratual, é possível criar um forte vínculo contratual vertical entre os referidos elos de revenda e distribuição/produção.

A Argentina também adotou um limite percentual de 40% do mercado para rede de postos revendedores de combustíveis que uma refinadora pode operar. Essa proporção pode ter derivado de estatísticas europeias relativas ao nível de verticalização existente ou ter representado um compromisso entre os revendedores e refinadores (OECD, 2008a). A próxima figura indica a estrutura existente de abastecimento de combustíveis na Argentina.



Figura 1 - Cadeia de Abastecimento de Combustíveis na Argentina

Fonte: (BUSINESS INTEGRATION PARTNERS (Bip), 2018)

3.2.2. Peru

No Peru, em agosto de 1991, o Decreto Legislativo nº 655 de 1º de agosto de 1991 (PERU, 1991) foi promulgado determinando a eliminação de todo monopólio ou exclusividade exercido pela empresa estatal PETROPERÚ S.A e suas subsidiárias no setor de hidrocarbonetos com o objetivo de criar novo contexto regulatório e assim promover a participação do setor privado na economia. Neste sentido, o Decreto estabeleceu que “todas as atividades relacionadas à indústria de hidrocarbonetos, incluindo a comercialização, importação de hidrocarbonetos e seus derivados, manufatura, refino e petroquímicos básicos, podem ser executados livremente por pessoas físicas e jurídicas, nacionais e estrangeiras”¹⁰

⁹ De acordo com o *Office of Fair Trading* (1998) apud OECD (2008a), a duração média dos contratos de fornecimento de gasolina à revenda era inferior a três anos no Reino Unido e a concorrência foi impulsionada pela entrada de supermercados e outras empresas na revenda. Além disso a decisão da União Europeia de 1999 de fixar uma duração máxima para os contratos de fornecimento de gasolina para a revenda estimulou uma recomendação semelhante na Argentina, visto que o mercado local era atendido pela mesma grande empresa do mercado espanhol (OECD, 2008a).

¹⁰ Tradução livre.

A figura seguinte ilustra a cadeia de abastecimento de combustíveis no Peru.



Figura 2 - Cadeia de Abastecimento de Combustíveis no Peru

Fonte: Adaptado de (ACCC, 2018)

Em estudo, Távara e Ochoa realizaram um levantamento da estrutura, do desempenho e das condições de concorrência no abastecimento de derivados de petróleo no Peru, a fim de identificar fontes potenciais de comportamento restritivo que prejudicassem a concorrência no mercado de combustíveis (NEW ZEALAND COMMERCE COMMISSION, 2019).

Ressalta-se que, embora o Decreto 655 tenha sido estabelecido para atração de investimentos privados em todas as etapas da cadeia de abastecimento peruana, de acordo com Távara e Ochoa, a estrutura do mercado de hidrocarbonetos do país se configura como um oligopólio com alto grau de concentração em várias etapas (NEW ZEALAND COMMERCE COMMISSION, 2019).

Neste contexto, é possível observar um elevado grau de verticalização, já que algumas empresas, incluindo a empresa estatal, também operam como Distribuidores *Minoristas* e possuem postos de combustíveis. Menores barreiras à entrada (menor aporte de investimentos) também permitem a presença de postos de revenda independentes. A diferenciação de produtos ocorre por meio de marcas e por localização geográfica.

Não há venda direta dos refinadores aos postos de revenda sob a mesma pessoa jurídica (sendo admitido venda direta de um mesmo grupo societário para si mesmo), já que o agente do refino participa dos mercados de distribuição e revenda. Os preços domésticos do combustível dependem principalmente do preço internacional do petróleo, das políticas públicas e do grau de concorrência no mercado interno.

3.2.3. Austrália

A Comissão Australiana de Concorrência e Consumidores (*Australian Competition and Consumer Commission - ACCC*) tem por principal responsabilidade monitorar os preços, custos e lucros de produtos petrolíferos, em uma cadeia de abastecimento. Na Austrália, a cadeia de abastecimento pode ser descrita conforme a figura abaixo:

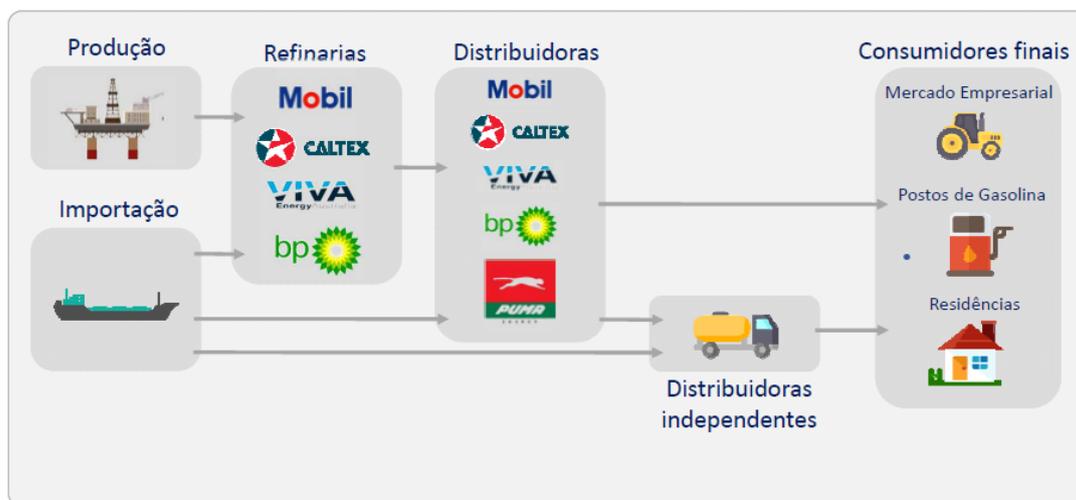
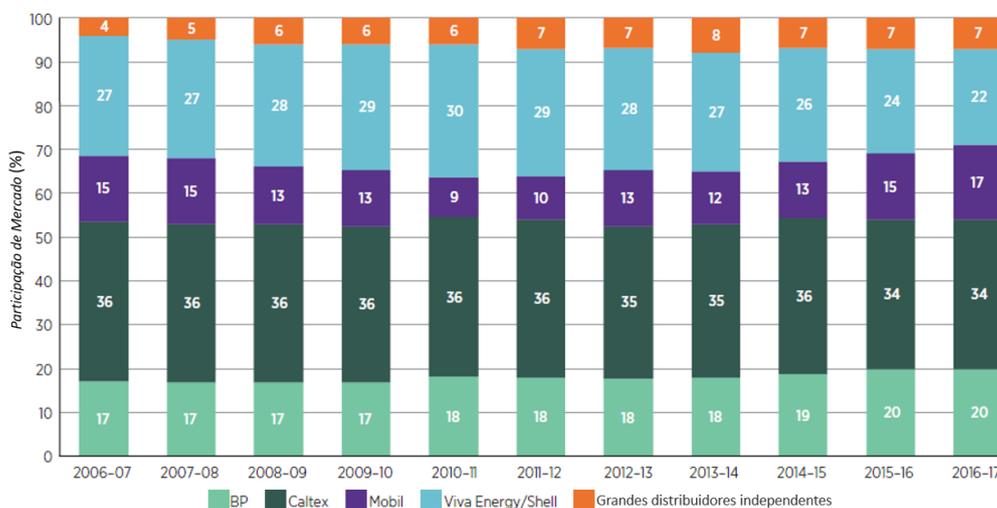


Figura 3 - Cadeia de Abastecimento de Combustíveis na Austrália

Fonte: (BUSINESS INTEGRATION PARTNERS (Bip), 2018).

Outro papel da ACCC no mercado australiano de combustíveis é promover a concorrência, buscando um mercado mais diversificado. A oferta de combustíveis na Austrália é suprida por importação, principalmente da Ásia, e pelas quatro grandes empresas que atuam no refino (BP, Caltex, Mobil e Viva Energy/Shell). Na distribuição de combustíveis, atuam quatro refinadores-distribuidores (BP, Caltex, Mobil e Viva Energy/Shell) e grandes distribuidoras independentes, como United, Puma Energy e Liberty, conforme indicado no gráfico abaixo (ACCC, 2018).

Gráfico 1 – Mercado de Distribuição na Austrália



Fonte: Adaptado de (ACCC, 2018)

As empresas BP, Caltex, Mobil e Viva Energy/Shell, que são empresas verticalizadas que atuam no refino, na distribuição e na revenda, vendem combustível no varejo sob suas marcas.

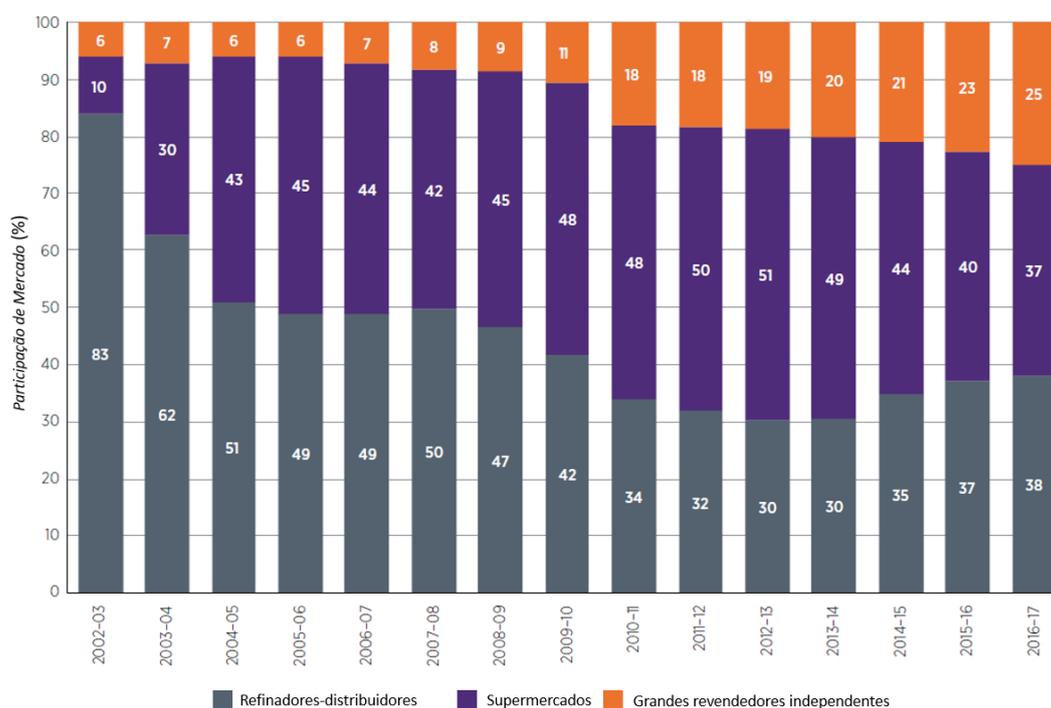
Frise-se que é possível haver venda direta do importador para refinarias e para distribuidores independentes, sem ter a necessidade dos distribuidores independentes ficarem atrelados às distribuidoras de marca. De outro lado, nota-se que não há venda direta das refinarias para os postos de combustíveis sob a mesma pessoa jurídica, mas é possível haver venda direta por um

mesmo grupo societário, já que não há restrição para o agente do refino participar do mercado de distribuição. Supermercados (Coles Express e Woolworths) e grandes redes de varejo independentes atuam na revenda de combustíveis (ACCC, 2018).

Nos últimos anos, com investimentos em instalações de importação independentes, o domínio das quatro refinadoras-atacadistas vem diminuindo, com aumento da competição. Esses investimentos foram oriundos de maior disponibilidade de combustíveis adequados ao mercado australiano, melhoria da operação e do acesso à infraestrutura de importação pelos agentes independentes (acesso à infraestrutura essencial)

Os supermercados e outras redes independentes representam a maioria das vendas na revenda, conforme pode ser observado no gráfico abaixo.

Gráfico 2 – Mercado de Revenda na Austrália



Fonte: Adaptado de (ACCC, 2018).

3.2.4. Nova Zelândia

Em 1985, a cadeia de abastecimento da Nova Zelândia possuía aproximadamente 3 mil postos revendedores. Com o fim da restrição à integração vertical no setor de revenda, em 1988, as grandes companhias petrolíferas (*majors*) adquiriram uma grande parte dos postos, principalmente os de maior volume. Atualmente, há 1,3 mil postos de revenda de combustíveis e a presença de um oligopólio verticalmente integrado, com as empresas Z Energy, BP, Mobil e a Gull detentoras de seus próprios postos. Além disso, essas empresas também mantêm contratos de fornecimento de longo prazo com distribuidores e/ou revendedores, que produzem efeitos similares a uma verticalização (New Zealand Commerce Commission, 2019).

Desde a desregulamentação, houve alguma concentração na distribuição, incluindo a aquisição da Chevron pela Z Energy. Novas marcas de postos de combustíveis também surgiram,

facilitadas por acordos de fornecimento estabelecidos entre as grandes companhias petrolíferas e as distribuidoras (New Zealand Commerce Commission, 2019). A figura adiante ilustra a cadeia de abastecimento de combustíveis na Nova Zelândia.

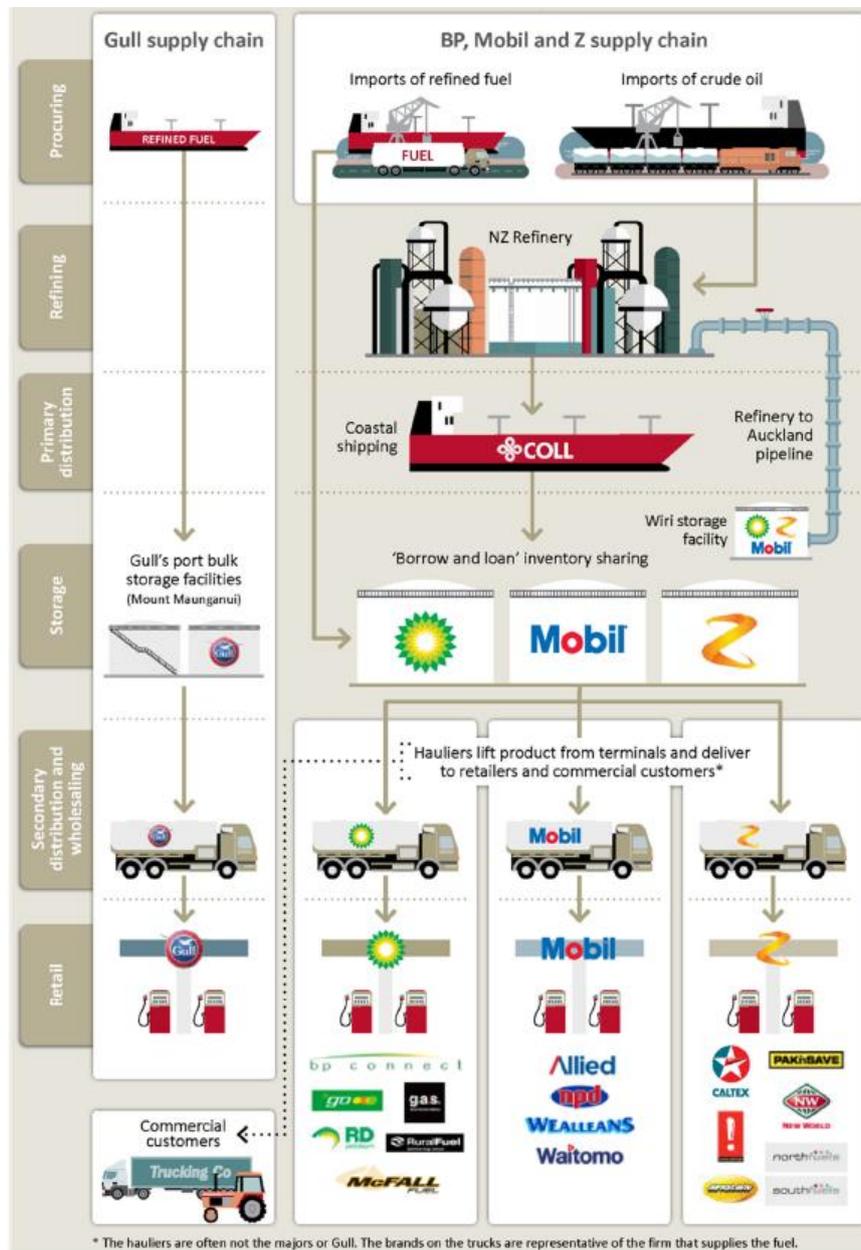


Figura 4 - Cadeia de Abastecimento de Combustíveis na Nova Zelândia

Fonte: (New Zealand Commerce Commission, 2019).

Nota-se que não há venda direta das refinarias para os postos de combustíveis sob a mesma pessoa jurídica, em que pese exista venda direta sob o mesmo grupo econômico. Na Nova Zelândia, as principais empresas (BP, Mobil e Z Energy) compram petróleo bruto nos mercados globais e o entregam na única refinaria de petróleo da Nova Zelândia em Marsden Point. A refinaria pertence e é operada pela Companhia de Refinação da Nova Zelândia (Refining NZ), que por sua vez é de propriedade das três maiores empresas de petróleo (BP, Mobil e Z Energy) (43%) e outros acionistas (57%).

3.2.5. Portugal

Portugal importa todo o petróleo, portanto as atividades locais envolvem somente empresas que atuam no abastecimento. Ao longo dos anos, a regulamentação do setor de petróleo sofreu inúmeras modificações, em grande parte por determinações da Comunidade Europeia.

Em 2006, com a publicação do Decreto de Lei nº 31, de 15 de fevereiro de 2006, foi estabelecida a base geral para a organização e administração de Sistema Nacional de Petróleo (SPN), bem como as estipulações para operações envolvendo armazenamento, transporte, distribuição, refino e comercialização de petróleo e seus derivados (Autoridade da Concorrência de Portugal, 2019).

Na cadeia de abastecimento portuguesa, há uma única empresa atuando no refino, a Galp, empresa verticalizada, e quatro grandes empresas operando atividades de distribuição, conforme a Figura 5.

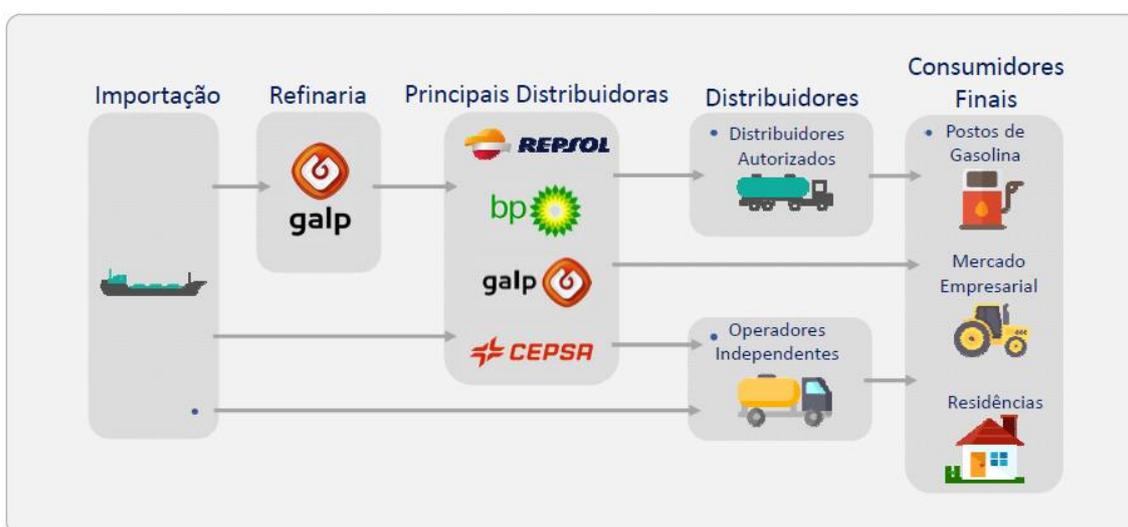


Figura 5 - Cadeia de Abastecimento de Combustíveis em Portugal

Fonte: (Business Integration Partners (Bip), 2018)

Nas relações contratuais entre as empresas petrolíferas que operam em Portugal, pode-se observar a existência de relações estruturais conjuntas (*joint ventures*); participações cruzadas; contratos multimercados; acordos de fornecimento vertical; entre outros (Autoridade da Concorrência de Portugal, 2019).

Neste contexto, existem vários exemplos de *joint ventures* entre as empresas petrolíferas que operam em Portugal. Galp, BP e Repsol são acionistas da CLC, proprietária da maior rede de distribuição de combustíveis em Portugal. Galp, BP, Repsol e Cepsa também estão entre os principais acionistas do CLH na Espanha, que possui a maior rede de gasodutos e instalações de armazenamento naquele país. Cita-se também os contratos de *swap* para troca de produtos envolvendo Galp, Repsol e Cepsa. Esses acordos implicam redução dos custos logísticos das empresas envolvidas.

Em termos de revenda, segundo o gráfico acima, o distribuidor independente pode comprar combustível diretamente de um importador, não precisando passar pelas distribuidoras de marca. Todavia, não se observa venda direta do refinador diretamente, a partir da mesma

empresa, para os postos de combustíveis, em que pese possa haver venda direta dentro do mesmo grupo societário. Assim, é possível tal fato estar relacionado com os incentivos decorrentes da verticalização do setor, em que o agente do refino participa do mercado de distribuição e esse último segmento, por sua vez, tem participação societária na atividade de revenda. Note-se que há ampla predominância das grandes distribuidoras como proprietárias dos postos de revenda, tendo esse mercado alto nível de concentração. Os agentes independentes, com atuação em regiões de baixa densidade populacional, e supermercados, estes últimos autorizados a possuírem postos de revenda de combustíveis a partir de 2005, representavam, em 2008, aproximadamente, 20% de participação neste mercado (Autoridade da Concorrência de Portugal, 2019).

3.2.6. Espanha

O mercado espanhol de combustíveis automotivos possui um alto grau de concentração em todas as fases do negócio, com apenas três refinadores (Repsol, Cepsa e BP). Dois deles, Repsol e Cepsa, são herdeiros do antigo monopólio estatal *Compañía Arrendataria del Monopolio de Petróleos Sociedad Anónima* (Campsa). O processo de liberalização, que se iniciou em 1980, reduziu o grau de verticalização dos mercados de combustíveis na Espanha, mas a redução não foi suficiente para gerar um mercado competitivo (CNMC, 2015). A próxima figura ilustra a cadeia de abastecimento de combustíveis na Espanha.

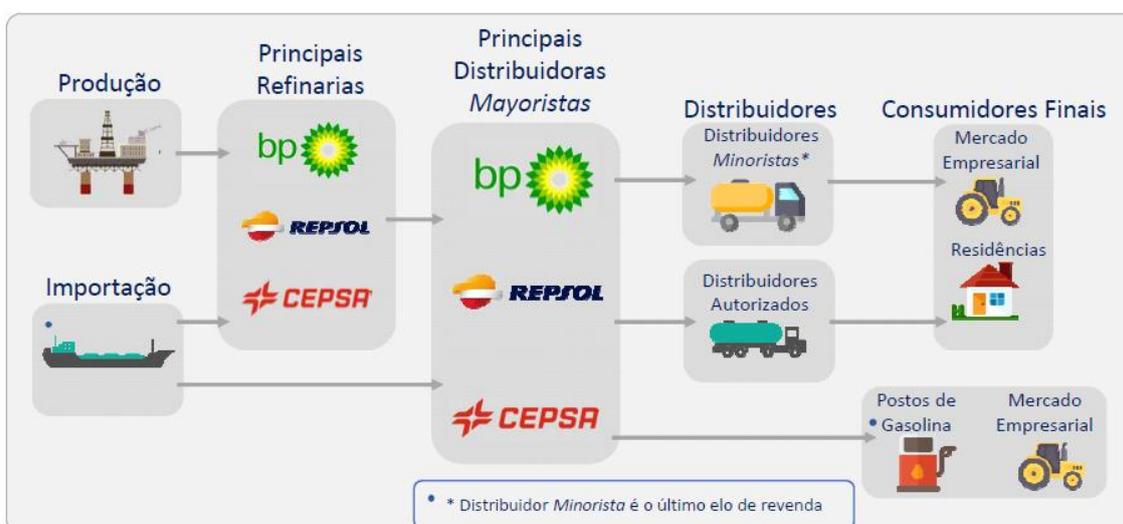


Figura 6 - Cadeia de Abastecimento de Combustíveis na Espanha

Fonte: (Business Integration Partners (Bip), 2018)

As três distribuidoras com capacidade de refino na Espanha (Repsol, Cepsa e BP) têm de 70% a 75% do mercado de gasolina e diesel. O mercado de refino da Espanha é altamente concentrado em um número muito pequeno de participantes e, ao mesmo tempo, é caracterizado por verticalização no abastecimento de derivados. De acordo com órgão governamental afeto à matéria (CNMC, 2015), a verticalização do setor na Espanha reduz os incentivos a entrada de novos concorrentes no mercado.

Os postos de revenda no país são predominantemente pertencentes a uma das três distribuidoras, diretamente ou através de contratos de exclusividade de longo prazo (superior a cinco anos). Uma pequena parcela da revenda de combustíveis tem atuação de alguns

hipermercados e supermercados. Não há a venda de combustíveis de refinadores diretamente para postos de vendas, o que pode estar relacionado com os incentivos decorrentes da verticalização do setor, inclusive, com participação societária de distribuidoras em postos de venda. Ademais, a OCDE (2013) aponta diversas barreiras à entrada de novas empresas no mercado espanhol. Cabe citar que os contratos de exclusividade já foram tema de estudo de CHAUVE (2006), que analisou a quebra de monopólio da distribuição e revenda de gasolina por parte de uma grande petrolífera na Espanha. Essa empresa, a partir de seu poder de mercado, celebrava contratos com os postos de venda, que incluíam a fidelização à sua marca, sob pena de pesadas multas. Com o fim desse tipo de contrato, houve uma maior abertura de mercado com a entrada de revendedores independentes. Ressalta-se, contudo que, em determinadas regiões, por ausência de maior competição, pequenas empresas, que detinham aqueles mercados, elevaram os preços e auferir lucros e margens similares aos de monopólio ou mercado exclusivo (EPE, 2019b).

3.2.7. Itália

O mercado italiano de combustíveis é dominado por grandes empresas de petróleo verticalmente integradas, que controlam todo o processo de produção, desde a extração de petróleo até a comercialização do combustível na bomba (OECD, 2013). A figura seguinte ilustra a organização da cadeia de abastecimento de combustíveis na Itália.

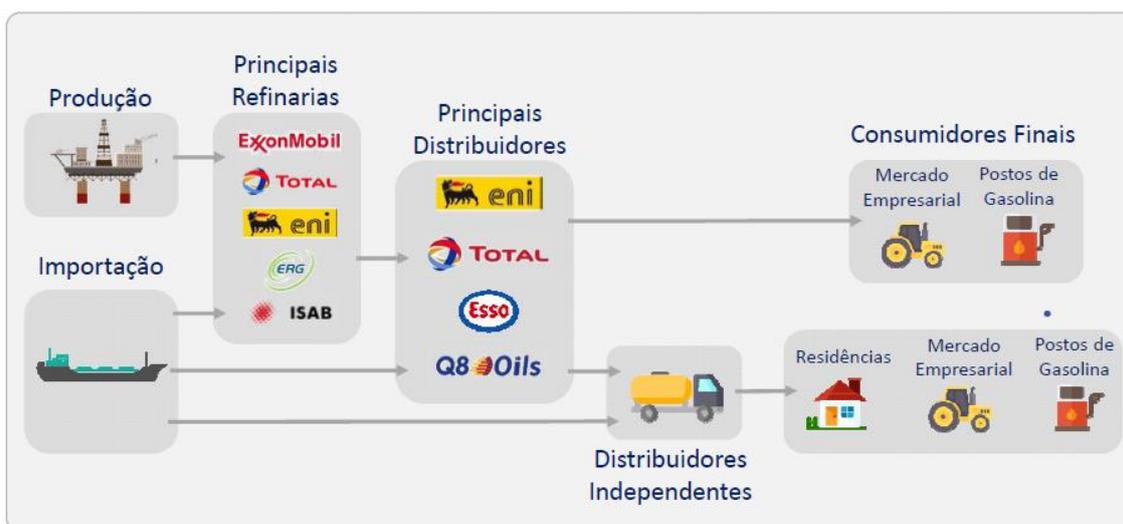


Figura 7 - Cadeia de Abastecimento de Combustíveis na Itália

Fonte: (Business Integration Partners (Bip), 2018)

No setor de revenda, a maioria dos postos bandeirados é de propriedade da empresa refinadora, enquanto alguns são operados por um revendedor independente. Postos bandeirados competem com postos independentes (também conhecidos como "bombas brancas" ou "bandeiras brancas" aqui no Brasil) e com hipermercados e supermercados. Embora ações de liberalização, iniciadas em 2008, tenham promovido o crescimento do número de postos de revenda independentes e supermercados, estes ainda representam uma pequena parcela do mercado. Cabe ressaltar, que a participação dos independentes varia de região para região.

3.2.8. França

A cadeia de abastecimento da França pode ser ilustrada conforme a figura a seguir.

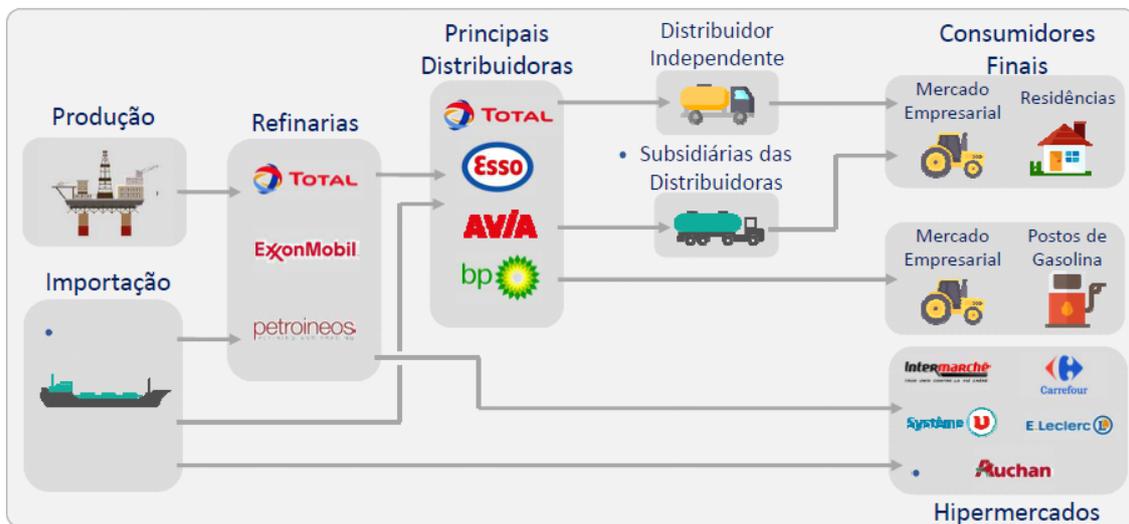


Figura 8 - Cadeia de Abastecimento de Combustíveis na França

Fonte: (Business Integration Partners (Bip), 2018)

Após uma reestruturação ao longo dos anos 1980, o refino francês pode ser caracterizado por um oligopólio, onde três grandes empresas petrolíferas (Total, Exxon e Petroineos) são responsáveis pelo refino no país. No mercado de distribuição, a situação é semelhante quanto à concentração de mercado, com quatro grandes distribuidoras que fornecem combustíveis às suas subsidiárias ou aos distribuidores independentes.

Neste contexto, o mercado de revenda de combustíveis francês pode ser dividido em três categorias: aqueles de propriedade de empresas petrolíferas, com participação importante, os independentes e a categoria "Grande Distribuição" grupo formado por grandes redes de supermercados e hipermercados (FRANÇA, 2012). Estes últimos, grandes consumidores, têm participação relevante e crescente, representando 60% do mercado (OECD, 2013) e 50% do número de postos e adquirem combustíveis por importação ou diretamente de refinarias (venda direta), o que tem contribuído para a elevada participação no mercado de revenda.

3.2.9. Canadá

O Canadá apresenta uma cadeia de abastecimento de derivados de petróleo formada basicamente por refinarias, comercializadoras/distribuidores e postos de revenda.

Em 2018, existiam dezesseis refinarias no país (uma em construção) operadas por onze empresas distintas, em sua grande maioria de propriedade de empresas verticalmente integradas (NATIONAL ENERGY BOARD, 2018).

As empresas distribuidoras/comercializadoras, responsáveis por retirar os combustíveis nas refinarias, estocar e transportar para os postos de revenda, também podem ser empresas verticalmente integradas, já que o Canadá não estabelece restrições legais à integração vertical no mercado de gasolina, ou comercializadoras independentes. No caso de empresas verticalizadas, destacam-se a Petro Canada e a Shell, onde suas refinarias comercializam

gasolina através de seus próprios postos. Em outros casos, as empresas independentes compram combustível das refinarias e o comercializam com suas próprias marcas ou com a marca do refinador. Essas empresas são conhecidas como comercializadoras não refinadoras e seus relacionamentos comerciais com os postos de revenda de combustíveis ocorre de diferentes formas, conforme indicado na tabela a seguir.

Tabela 1 - Relações mais frequentes entre comercializadores e revendedores

TIPO DE POSTO	PROPRIETÁRIO	MODELO DE NEGÓCIO	CONTROLA O PREÇO NA BOMBA	POSTOS EM 2017
POSTO DE REVENDEDOR INDEPENDENTE	Revendedor	Revendedor compra gasolina do comercializador	Revendedor	46%
POSTO DE OPERADOR EM COMISSÃO	Comercializador	Revendedor recebe uma comissão (centavos por litro) do comercializador sobre a gasolina que é vendida	Comercializador	40%
POSTO OPERADO POR COMERCIALIZADOR	Comercializador	Comercializador é o proprietário e controla o posto	Comercializador	13%
POSTO ARRENDADO	Comercializador	Revendedor arrenda o posto e compra gasolina do comercializador	Revendedor	1%

Fonte: (COMPETITION BUREAU CANADA, 2019).

No mercado de revenda de combustíveis canadense, os postos de revenda independentes representam aproximadamente 25% das vendas, havendo um crescimento dos postos revendedores associados às grandes lojas e aos supermercados, cujo número vem aumentando no Canadá. Esses varejistas usam o posto de revenda de combustíveis para atração de clientes para suas lojas, muitas vezes reduzindo os preços da gasolina como parte dessa estratégia (COMPETITION BUREAU CANADA, 2019). No país não há comercialização direta de combustíveis dos refinadores para os postos de revenda, o que pode estar relacionado com os incentivos decorrentes da ausência de restrições à integração vertical, dado que grandes empresas como a Shell, atuantes no mercado de refino, possuem rede própria de revenda para comercializar sua produção de combustível.

3.2.10. Estados Unidos

Os Estados Unidos apresentam uma estrutura de cadeia de abastecimento bastante diversificada a depender do estado a ser analisado. No âmbito da verticalização, muitos estados não têm leis ou regulamentos que versem sobre verticalização. Outros, no entanto, possuem legislação que exigem *unbundling* vertical de postos de gasolina (OECD, 2008b).

O esquema simplificado da cadeia de abastecimento nos EUA é ilustrado na figura a seguir.

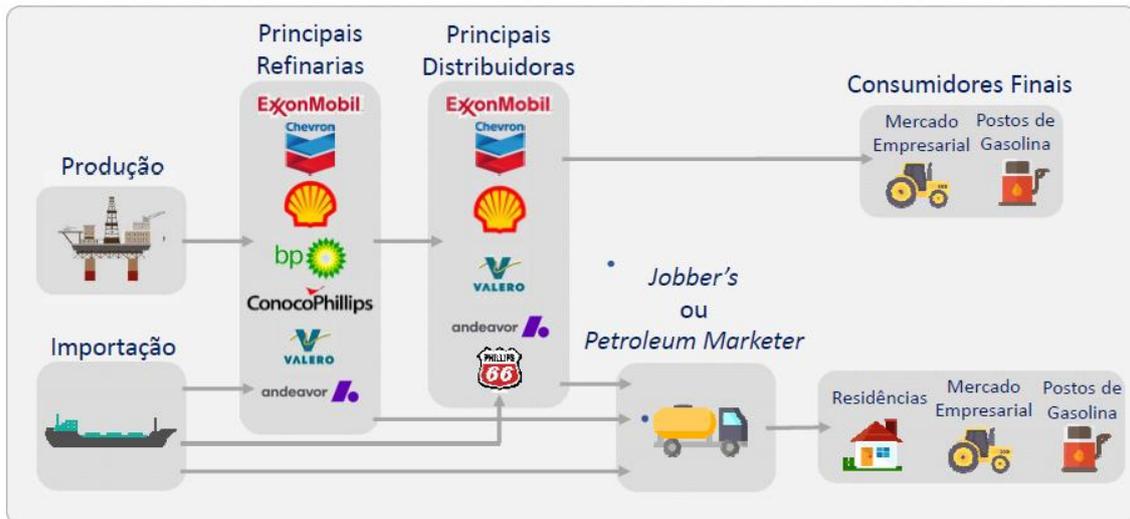


Figura 9 - Cadeia de Abastecimento de Combustíveis nos EUA

Fonte: (Business Integration Partners (Bip), 2018).

Na figura exibida previamente é possível observar os diversos elos de abastecimento. Segundo o *U.S. Energy Information Administration* (EIA), os EUA possuem 132 refinarias em operação, de propriedade de mais de 50 corporações/empresas, sendo as principais refinarias pertencentes à Exxon Mobil, Chevron, Shell, BP, ConocoPhillips, Valero e Andeavor (EIA, 2019). Nos últimos anos, observou-se uma tendência a encerramento das atividades de refinarias menores, inúmeras aquisições e *joint ventures*, com foco em maior integração vertical, especialização e maior lucratividade.

Na distribuição, a diversidade de empresas também é significativa, com a existência de distribuidores/refinadores e distribuidores independentes, também chamados de *jobbers* ou *petroleum marketers*. Esses últimos podem adquirir combustíveis tanto de distribuidores/refinadores, por importação ou através de venda direta do refinador.

Assim como no Canadá e em outros países, nos EUA, os postos de revenda de combustíveis podem ser de propriedade da própria empresa (*company-owned*), postos operados pela empresa (*company-operated*), postos operados por arrendatários e postos independentes.

Nos postos operados pela empresa, o gerente é normalmente um empregado assalariado do refinador (proprietário do posto). O refinador é quem define o preço de revenda. Nos postos arrendados ou franquias, o capital físico do posto é tipicamente de propriedade do refinador, que é alugado ao gerente do posto. O gerente define o preço de revenda. O revendedor comercializa apenas a gasolina da marca do proprietário do posto. Nos postos independentes, o capital físico da estação é de propriedade do gerente da estação ou do “*jobber*” (distribuidor independente). Se o posto estiver com a marca, no entanto, o revendedor só pode vender a gasolina daquela marca. Se o posto não tiver marca, pode vender a gasolina de qualquer refinador (OECD, 2008b).

Vale destacar que o grau dessas várias formas de verticalização existentes nos Estados Unidos variou ao longo do tempo. Em 1972, as principais refinarias comercializaram gasolina através de pouco mais de 203,1 mil postos bandeirados, dos quais 5,7% eram de propriedade da empresa, 52,4% eram operados por revendedores arrendatários e 41,9% eram operados por revendedores independentes. Em 2006, as principais refinarias venderam gasolina através de

38,8 mil postos bandeirados. Entre esses, 20,4% eram de propriedade da empresa, 15,8% eram operados por revendedores arrendatários e 63,8% eram operados por revendedores independentes (OECD, 2008b).

As diversas formas de verticalização, como as questões relacionadas à venda direta (refinadores para postos revendedores), a estrutura verticalizada de *jobbers* proprietários de postos de revenda e a questão da venda direta de refinadores para *jobbers*, tem sido objeto de discussão em diversos fóruns dos EUA.

Inicialmente, as primeiras abordagens (BOYCE, 1979) concluem que a verticalização em suas inúmeras possibilidades traz vantagens, tais como, aumento da eficiência dos revendedores, através da maior competição, da redução de preços e das margens em favor dos consumidores.

Em estudo posterior realizado por Borenstein e Bushnell (CSEM, 2005), nota-se que em grande parte dos EUA, onde existem vedações à venda direta, os refinadores/distribuidores são os principais fornecedores para os postos de revenda. Entretanto, na Califórnia, onde não há vedação, e são esperados ganhos de eficiência, registram-se algumas das maiores margens e os maiores preços ao consumidor em todo o país, com prejuízos ao consumidor. Outros, como Vita (1999), discutem as relações existentes entre refinadores e postos de vendas operados por arrendatários e concluem que a vedação atenua atitudes não competitivas, embora com a redução dos ganhos de eficiência.

Balto (2011) afirma que a possibilidade de *jobbers* serem proprietários de postos de revenda representa um grande equívoco, ratificando a afirmativa de perda da competitividade do mercado e de maiores preços ao consumidor, a partir da avaliação do mercado em Washington D.C., após a permissão para a integração entre distribuidoras e postos revendedores. Na análise, constatou-se que, desde 2007, 70% do mercado varejista passou a ser controlado por duas grandes distribuidoras, resultando em elevação de barreiras à entrada, perda de competitividade e aumento de preços aos consumidores (BALTO, 2011).

Como já se explicou antes na seção de referências econômicas, há outro conjunto de estudos que contestam a existência de efeitos negativos da verticalização sobre a eficiência e, mesmo sobre a concorrência. A literatura que trata das leis do divórcio no setor de combustíveis, por exemplo, apresenta estudos empíricos diversos que indicam impactos negativos sobre o bem-estar do consumidor de vedações à integração vertical no setor de combustíveis. Outros trabalhos também comentados na seção de referências econômicas apontam as dificuldades de se determinar a priori o impacto esperado de vedações à integração vertical, de modo que controle a posteriori ao invés de regras gerais pré-determinadas sobre o assunto podem ser mais adequados à promoção da eficiência e bem-estar do consumidor. Por último, o próprio potencial competitivo do mercado de refino não ampara de modo claro, como em indústrias de rede (setores elétrico e de gás natural, entre outros), a separação vertical estrutural como instrumento para impedir que segmentos não competitivos de uma cadeia produtiva fechem mercado de outros potencialmente competitivos.

3.2.11. México

O México realizou uma ampla reforma do marco regulatório de sua indústria do petróleo na primeira metade da atual década. De acordo com EPE (2016), antes da reforma, pode ser observada a situação descrita a seguir.

(...) a Pemex também detinha o monopólio das seguintes atividades: transporte, armazenamento, distribuição e venda de derivados de petróleo. Mas, diferente da exploração e produção, ela estava autorizada a executá-las através de contratos com empresas privadas (México, 1958). Na revenda de combustíveis, a Pemex era a única distribuidora e operava um sistema de franquias com proprietários privados dos postos (Petrol Plaza, 2014).

A partir da reforma, as atividades de refino, transporte, distribuição e comercialização de hidrocarbonetos deixaram de ser monopólios e foram permitidas para outras empresas, tanto públicas quanto privadas (EPE, 2016). Destaca-se a permanência da atuação da Pemex nos referidos elos da cadeia, conforme indicado na Figura 10.

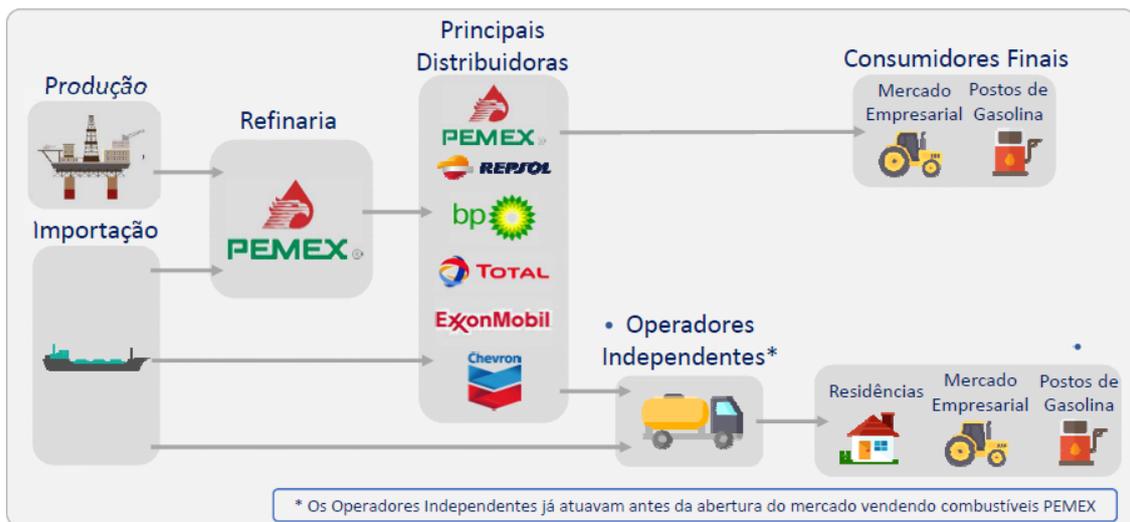


Figura 10 - Cadeia de Abastecimento de Combustíveis no México

Fonte: (BUSINESS INTEGRATION PARTNERS (Bip), 2018).

Atualmente, após um período de controle de toda a cadeia pela Pemex, o mercado de revenda de combustíveis ainda permanece concentrado, com postos de revenda de propriedade privada representando de 8 a 26% do total, a depender da região do país. Há, entretanto, mudanças ocorrendo como as alianças entre grupos. Ademais, empresas locais como Oxxo Gas, Petro-7 e Hidrosina estão criando suas próprias marcas em um esforço de diferenciação, assim como a empresa americana de varejo Costco, que anunciou sua intenção de adicionar postos de revenda em suas lojas (BOSTON CONSULTING GROUP, 2017).

3.2.12. Análise comparativa das experiências de verticalização

De forma agregada, a tabela abaixo compara a estrutura da cadeia de combustíveis nos países selecionados.

Tabela 2 -Comparativo da Estrutura da Cadeia de Combustíveis

ARQUÉTIPO	DEFINIÇÃO	PAÍSES
FECHADO	Monopólio estatal integrado	México (pré-abertura)
	Alta concentração no refino	Brasil México Nova Zelândia
LIVRE MERCADO REGULADO	Logística primária compartilhada	Turquia Espanha Portugal Chile Peru
	Competição sistêmica	Reino Unido Alemanha África do Sul EUA Canadá Austrália Itália França

Fonte: Adaptado de (Boston Consulting Group, 2018) e (EPE, 2016)

Nota: Para mais informações acerca de Turquia, Chile, Reino Unido, Alemanha e África do Sul, ver (Boston Consulting Group, 2018).

Como se pode observar, não existe um modelo único que se aplique de forma generalizada para todos os contextos. A comparação evidencia que em mercados mais maduros a existência de barreiras entre os elos é menor e existe maior pluralidade de agentes em todos os elos da cadeia (BOSTON CONSULTING GROUP, 2018).

Voltando ao caso dos Estados Unidos, as empresas podem operar livremente em toda a cadeia de produção e comercialização de combustíveis. Não são observadas proibições à verticalização no setor, coexistindo, assim, diferentes formas de estrutura de governança (total integração com operação direta e franquia, contratos de fornecimento e agentes independentes). Esse mercado é caracterizado por um grande número de refinarias e ausência de uma significativa concentração de mercado.

Como há liberdade de comercialização, as refinarias podem vender combustível com ou sem marca tanto para distribuidores quanto para outras refinarias independentes. Além disso, as refinarias também podem distribuir o combustível diretamente para o posto revendedor. E, geralmente, o fazem quando os revendedores são franqueados de sua marca.

O exemplo da Argentina também é ilustrativo ao apresentar um processo de reestruturação (SEREBRISKY, 2001). A desregulamentação no setor foi iniciada na década de 1990 e possibilitou a entrada de postos revendedores de “bandeira branca” e de algumas pequenas empresas que distribuem combustível sob a égide de uma bandeira de menor expressão.

Na experiência internacional existem alguns exemplos de propostas que visam mitigar os riscos dessa relação de verticalização. Na Austrália, por exemplo, o contrato de franquia é regulado, proibindo discriminação entre revendedores franqueados e revendedores de propriedade das refinarias, além de obrigar o fornecimento de informações essenciais aos potenciais franqueados e regras para o não rompimento por certo período, entre outras. Outras jurisdições estabelecem

restrições quanto à duração dos contratos de fornecimento exclusivo de combustíveis, visando reduzir a barreira à entrada no abastecimento de derivados de petróleo.

Na Argentina, a legislação determina a compra, a qualquer tempo e a preço de mercado, dos equipamentos emprestados em comodato, pela distribuidora à revendedora; tal dispositivo tende a equilibrar a relação entre revendedores e distribuidores, atribuindo a aqueles um maior poder de barganha, ao tornar mais clara a opção entre trocar de distribuidor ou mesmo virar bandeira branca (RAGAZZO, 2010, p. 36).

A OECD (2008a), em seu preâmbulo, registra que muitos elaboradores de políticas levantam preocupações acerca da integração vertical no abastecimento de gasolina. Entretanto alega que essas preocupações devem ser abrandadas tanto em mercados com grandes segmentos independentes quanto em mercados com pequenos segmentos independentes e afirma haver razões para que os preços sejam menores por conta da eliminação de duplas margens.

Os pontos-chave decorrentes dessa discussão consistem em importantes registros de experiências:

-
- (i) A distribuição e o varejo no setor de gasolina operam sob uma ampla variedade de relacionamentos com refinarias, desde a integração total até a separação vertical completa.
 - (ii) Nos últimos anos, a estrutura do varejo de gasolina mudou significativamente em muitas jurisdições.
 - (iii) Os proponentes da separação vertical obrigatória dos varejistas de gasolina apontam para comportamentos oportunistas das refinarias e sustentam que a separação é um meio de resolver disputas recorrentes em contratos
 - (iv) Resolver a controvérsia da integração vertical para a satisfação das partes opostas provavelmente não é possível por causa de seus interesses econômicos fundamentalmente diferentes
 - (v) Um importante fator complicador na avaliação dos efeitos da proibição da integração vertical é a rápida expansão de grandes varejistas para o varejo de gasolina
 - (vi) A entrada extensiva de grandes varejistas independentes no setor de gasolina de varejo deslocou as preocupações anteriores sobre a integração vertical excessiva de refinarias de gasolina para a gasolina no varejo.
 - (vii) O monitoramento do mercado e a fiscalização antitruste na indústria da gasolina continuam sendo tarefas de alto nível para agências de promoção da concorrência.
-

Por fim, OCDE (2008) registra que várias autoridades de defesa da concorrência em diversos países conduzem uma série de investigações de comportamentos potencialmente ilegais, seja nos preços no varejo, seja nas refinarias.

Uma interessante perspectiva de algumas autoridades da concorrência é que elas investigaram operações de swap, que em tese são vantajosas em termos logísticos devido à redução de

custos, mas fornecem informações sensíveis e importantes aos concorrentes como consumidores, quantidades e preços.

As agências também têm sido chamadas a estudar a velocidade relativa com a qual os preços são repassados aos consumidores. Os preços no varejo tendem a subir rapidamente, acompanhando tendências de alta e a cair lentamente, gerando o chamado “efeito foguete x pena”.

3.3. Condições de concorrência

3.3.1. Principais ações e análises recentes da ANP

As ações da ANP na defesa da concorrência no setor de petróleo, gás natural e combustíveis, realizadas no período de 2011 a 2019, são do tipo institucional, regulatória, política pública, antitruste reativa e antitruste preventiva.

Estão classificadas em nove objetivos a saber:

1. Ampliar a transparência de informações ao mercado e à sociedade;
2. Aprimorar o sistema e ou a interface institucional;
3. Avaliar a situação concorrencial e ou as regras regulatórias dos mercados regulados;
4. Avaliar a situação concorrencial nas licitações relacionadas as atividades finalísticas;
5. Avaliar modo de aplicação de penalidade prevista na Lei de Penalidades face à previsão legal de garantia do abastecimento;
6. Dialogar com a sociedade e com o mercado a fim de superar os desafios regulatórios;
7. Evitar distorções no processo competitivo;
8. Identificar práticas anticompetitivas; e
9. Subsidiar os casos de concentração relativos aos setores regulados.

Alguns objetivos acima citados merecem destaque devido a maior relevância para o contexto deste estudo para promoção à concorrência no mercado de combustíveis. Não se pretende com essa seleção secundarizar os demais objetivos, mas apontar, a bem da síntese, aqueles mais diretamente correlacionados com este estudo. No anexo 1, consta tabela que contém todas as ações dos nove objetivos citados acima.

Do objetivo 1, destaca-se a ação que estabeleceu a obrigatoriedade de envio de preços de derivados de petróleo por meio do Sistema de Informações de Movimentação de Produtos (SIMP), que resultou na Resolução ANP nº 729/2018, e na publicação de preços de lista previsto na Resolução ANP nº 795/2019. São medidas que propiciam a redução de assimetrias de informação e trazem maior transparência ao setor.

Do objetivo 3, destacam-se as ações do diagnóstico da situação concorrencial nos segmentos de distribuição e revenda de combustíveis automotivos, a de estimular a competição na venda de querosene de aviação (QAV) e a de reduzir barreiras técnicas e regulatórias.

Do objetivo 6, resultam algumas ações que deram ensejo a vários estudos que integram a temática desse Grupo de Trabalho, como a Tomada Pública de Contribuições (TPC) 2, que trata da comercialização de etanol pelas usinas diretamente aos postos revendedores, a TPC 3, que trata da verticalização da cadeia de distribuição combustíveis, a TPC 4, a qual trata da tutela regulatória e fidelidade à bandeira, bem como a TPC 7, que trata da permissão do enchimento fracionado de recipientes de gás liquefeito de petróleo (GLP), bem como da sua comercialização em recipientes de outras marcas.

3.3.2. Principais ações e análises recentes do Cade

No CADE e no Direito Concorrencial Brasileiro se verifica uma construção histórica e paulatina que possibilitou o desenvolvimento de mecanismos capazes de limitar o abuso do poder de mercado. Essa história coleciona uma série de leis em tal sentido, tais como a “Lei Malaia”, o Decreto-lei nº 7.666/1945, a Lei nº 4.137/1962, o art. 173, §4º, da Constituição Federal de 1988, a Lei nº 8.137/1991, a Lei nº 8.158/1992, a Lei nº 8.884/1994 e a Lei nº 12.529/2011.

O fortalecimento do Cade foi um fenômeno gradual, visto que a autoridade antitruste brasileira já funcionou desprovida de estrutura física (NASCIMENTO, 2009, p. 29), sem órgãos de instrução (GRINBERG, 2009, p. 24), com poucos recursos financeiros (MALARD, 2009, p. 43) e sem reconhecimento de alguns setores da sociedade.¹¹

No processo de fortalecimento institucional, o Cade passou a ter uma atitude mais pró-ativa em relação ao exercício de suas funções institucionais atreladas a diversos setores. No setor de petróleo, gás natural e biocombustíveis, extremamente relevante à economia nacional, não poderia ser diferente. Neste setor, o Cade também tem exercido sua função institucional no julgamento de atos de concentração, na análise de condutas anticompetitivas e na Advocacia da Concorrência, as quais são explicitadas nas seções a seguir.

3.3.2.1. Análise estrutural

Do ponto de vista estrutural, o setor de combustíveis é extremamente complexo, possuindo diferentes elos da cadeia, desde os importadores, produtores, refinadores, distribuidores, transportadores-revendedores-retalhistas (TRRs), revendedores, entre outros agentes que atuam nesta relevante cadeia de fornecimento.

Analisando-se apenas o varejo de combustíveis líquidos no Brasil, por exemplo, o Cade já julgou diversos casos, conforme tabela a seguir.

¹¹ Neste contexto, por exemplo, Mário Henrique Simonsen alegou que o Cade atrapalhava, porque a legislação antitruste inibia fusões e aquisições que eventualmente seriam capazes de criar eficiências de escala, sendo o livre-mercado e não a legislação concorrencial o antídoto contra abusos de preços (SIMONSEN, 1996).

Tabela 3 – Casos julgados pelo Cade (entre jan/1996 e out/2013).

Tipo de processo	Decisão do Julgamento						Quantidade Total
	Condenações	Arquivamentos	Proseguimento da Investigação	Aprovados sem Restrições	Aprovados com Restrições	Reprovados	
Averiguações Preliminares	0	121	2				123
Representações	0	9	0				9
Processos Administrativos	15	21	0				36
Total de condutas	15	151	2				168
Atos de Concentração				46	9	0	55
Total	15	151	2	46	9	0	223

Fonte: Cade (2014).

A análise de atos de concentração pelo Cade vem apresentando maior celeridade, particularmente após a publicação da Lei nº 12.529/2011, inclusive com a adoção de novos guias e índices para análise dos atos de concentração.

No âmbito da Lei nº 8.884/1994, o processo de análise de Atos de Concentração (AC) era feito no Brasil após a concretização da operação entre as empresas. O Cade, antes de 2011, precisava garantir que essas operações pudessem ser revertidas, uma vez que a análise ocorria paralelamente ao processo efetivo de fusão. Essa situação dificultava a intervenção do Cade quando era detectado algum problema concorrencial decorrente da operação. A análise brasileira não acompanhava a prática internacional de apreciação das operações antes do fechamento do negócio, o que criava um descompasso para eventuais soluções conjuntas para operações que afetassem o ambiente concorrencial em mais de um país.

Após a Lei nº 12.529/2011, no entanto, o Brasil passou a conseguir intervir em operações com prejuízos concorrenciais, conseguindo diminuir o prazo médio de análise de atos de concentração de cerca de 150 dias em 2011 para apenas 25 dias em 2012, mesmo tendo maior carga de trabalho que outras agências de Defesa da Concorrência no mundo, conforme tabela abaixo:

Tabela 4 - Distribuição média de casos por técnico – comparação entre agências antitruste no mundo em 2010

País	Casos	Equipe	Área fim	c/a
Brasil	660	242	102	6,47
França	213	182	99	2,15
Espanha	113	176	106	1,06
Canadá	232	420	282	0,82
EUA	1166	1100	722	1,61

Fonte: Cade.

Fonte: Cade (2007, p.4)

A celeridade da análise ocorreu, conforme já mencionado, com o aprimoramento dos Guias e indicadores utilizados. Como exemplo, pode-se citar a substituição do antigo Guia de Análise de Atos de Concentração (Guia-H-2001 - *Guia de Análise de ACs horizontal*, instituído pela Portaria Conjunta SEAE/SDE nº 50, de 1º de agosto de 2001, publicada no Diário Oficial da União nº 158-

E, de 17/08/01, Seção 1, páginas 12 a 15), pelo Guia-H-2016 (*Guia de Análise de ACs horizontal*, Diário Oficial da União, de 2/8/2016, Seção 1, p. 33)¹².

Um dos casos de análise estrutural realizados pelo CADE foi Ato de Concentração nº 08700.002155/2017-51¹³, relacionado à compra da Liquigás pela Ultragas. Nesse processo, foi observado que, após a aquisição, a Ultragas poderia exercer posição dominante no mercado de GLP. A Superintendência-Geral do Cade, inclusive, já havia alertado, em seu parecer, para a elevada concentração resultante da operação, que eliminaria um forte concorrente em um mercado onde apenas quatro empresas respondem por mais de 85% da oferta. Em virtude dessas constatações, o CADE rejeitou o andamento do processo de aquisição. No referido ato de concentração, foram utilizadas técnicas modernas de análise, a exemplo de:

- i. cálculo da elasticidade da demanda por método de mínimos quadrados de dois estágios,
- ii. uso da metodologia da perda crítica para definir o mercado relevante, conforme indicado por Harris e Simons (1989).
- iii. análise das eficiências da operação via:
 - a. uso de simulações como o PC-AIDS (Sistema de Demanda Quase Ideal, proporcionalmente calibrado)
 - b. uso de índices específicos, tais como:
 - i. **VCRCM** - valores críticos para redução de custos marginais (WERDEN G., A robust test for consumer welfare enhancing mergers among sellers of differentiated products, 1996);
 - ii. **PPI** – Price Pressure Index ou Índice de Pressão de Preços (SALOP & O'BRIEN, 2000);
 - iii. **UPP** – Upward Pricing Pressure ou Pressão de Preços para Cima (SHAPIRO, 1996) (SHAPIRO C. , “Unilateral Effects Calculations,” Discussion paper, Working Paper, University of California at Berkeley, 2010) (SHAPIRO & FARRELL, 2010) (SIMONS & M., 2010) (SHAPIRO C. , The 2010 Horizontal Merger Guidelines: from hedgehog to fox in forty years, 2010); e
 - iv. **GPP** – Generalized Pricing Pressure ou Pressão de Preços Generalizada (JAFFE & WEYL, 2013).

Outro Ato de Concentração analisado pelo Cade foi a aquisição da distribuidora de combustíveis Alesat Combustíveis S/A pela concorrente Ipiranga Produtos de Petróleo S/A. Tal operação foi reprovada, por unanimidade, pelo Tribunal do Cade na sessão de julgamento de 02/08/2017. O colegiado entendeu que há mercados de distribuição regionais que seriam afetados pelo ato de concentração (AC nº 08700.006444/2016-49) e não houve acordo com as partes no sentido de adotar remédios capazes de neutralizar os riscos identificados durante a análise da operação.

De acordo com o conselheiro relator do caso, João Paulo de Resende, a Alesat é a maior distribuidora regional de combustíveis, com mais capacidade de rivalizar com as três que operam em nível nacional: Ipiranga, Petrobras Distribuidora e Raízen. Como a estrutura do

¹² http://www.cade.gov.br/aceso-a-informacao/publicacoes-institucionais/guias_do_Cade/guia-para-analise-de-atos-de-concentracao-horizontal.pdf/view. Acesso em 1 de julho de 2019.

¹³ Disponível em: <http://www.cade.gov.br/noticias/cade-rejeita-aquisicao-da-liquigas-pela-ultragaz>

mercado de distribuição interfere na estrutura de revenda, a compra da Alesat pela Ipiranga geraria significativo impacto na capacidade de concorrência no mercado por parte de postos regionais e de bandeira branca abastecidos pela Alesat. Essas constatações podem ser visualizadas a seguir¹⁴.

A operação elimina, em grande parte dos mercados analisados, a principal distribuidora capaz de abastecer postos interessados em permanecer como bandeira branca ou em ter uma alternativa negocial de embandeiramento às três grandes distribuidoras de nível nacional.

3.3.2.2. Análise de condutas anticompetitivas

Em relação à análise de condutas anticompetitivas, é possível citar o termo de compromisso de cessação de conduta (TCC) em alguns processos, no âmbito do setor de refino, que possui o condão de reformatar o ambiente concorrencial do setor de combustíveis, modificando uma estrutura há muito tempo monopolizada.

Do ponto de vista do refino de petróleo, no âmbito do Procedimento Preparatório de Inquérito Administrativo (“PP”) nº 08700.001275/2018-12 e nº 08700.006955/2018-22, este último, aberto com base na Nota Técnica do Departamento de Estudos Econômicos (DEE) nº 37/2018 (SEI nº 0566035), o Cade e a Petrobras celebraram Termo de Compromisso de Cessação (TCC) por meio do qual a empresa se comprometeu a vender oito unidades de refino de petróleo, incluindo os ativos relacionados ao transporte de combustível. A medida tem como objetivo estimular a concorrência no mercado nacional de refino, até então explorado quase integralmente pela Petrobras, por meio da entrada de novos agentes com potenciais reflexos em relação aos investimentos para o setor.

O acordo foi assinado pelo presidente do Cade, Alexandre Barreto, e pelo presidente da Petrobras, Roberto Castello Branco, após a homologação pelo Conselho, durante a sessão de julgamento realizada em 11/06/2019. O acordo suspendeu os inquéritos administrativos acima referidos que apuravam suposto abuso de posição dominante, por parte da Petrobras, no mercado de refino de petróleo.

Pelo acordo, ficou estabelecida a venda das seguintes unidades: Refinaria Abreu e Lima, em Pernambuco; Unidade de Industrialização de Xisto e Refinaria Presidente Getúlio Vargas, ambas no Paraná; Refinaria Landulpho Alves, na Bahia; Refinaria Gabriel Passos, em Minas Gerais; Refinaria Alberto Pasqualini, no Rio Grande do Sul; Refinaria Isaac Sabbá, no Amazonas; e Refinaria Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste, no Ceará.

O desinvestimento dessas unidades de refino deverá ser concluído até 31 de dezembro de 2021, observadas as circunstâncias impeditivas previstas no termo. As operações deverão ser notificadas ao Cade para análise concorrencial detalhada da aquisição, na medida em que forem obrigatórias as submissões nos termos legais.

Segundo o presidente do Cade, Alexandre Barreto, o TCC envolve um desinvestimento inédito no Brasil e endereça as principais questões apontadas como problemáticas em várias investigações conduzidas pela autarquia, principalmente com relação à baixa disputa e baixa atratividade desse mercado, que opera como um quase-monopólio da Petrobras.

¹⁴ Disponível em: <http://www.cade.gov.br/noticias/compra-da-alesat-pela-ipuranga-e-vetada-pelo-cade>

As diretrizes gerais do referido TCC apresentam conformidade com as diretrizes estabelecidas pela Resolução CNPE nº 9/2019 para a promoção da livre concorrência na atividade de refino no país, como por exemplo, a alienação de refinarias e respectivos ativos de infraestrutura, transferência de refinarias potencialmente concorrentes para grupos econômicos distintos e preferencialmente para grupos econômicos desverticalizados.

Dessa forma, para garantir a efetividade da medida em conformidade com os estudos do CADE e com a Resolução CNPE nº 9/2019, o acordo determina que as refinarias localizadas na mesma região geográfica não sejam adquiridas em conjunto por um mesmo comprador ou por empresas do mesmo grupo econômico. O objetivo é impedir que sejam formados monopólios regionais que poderiam diminuir a rivalidade entre localidades próximas. Os compradores dos ativos não poderão possuir, direta ou indiretamente, participação societária da Petrobras ou de suas afiliadas.

Além disso, os compradores dos ativos deverão apresentar recursos financeiros e incentivos suficientes para manter e desenvolver os ativos adquiridos como um concorrente forte no mercado.

Entre as obrigações previstas para preservar a competitividade dos ativos até a conclusão das vendas, está previsto que a Petrobras não poderá tomar qualquer medida que possa ter impacto significativo sobre o valor e a gestão dos negócios ou alterar a natureza e o escopo da atividade. Também deverão ser mantidas a estratégia industrial ou comercial e a política de investimento dos ativos. Por fim, como forma de demonstrar isonomia competitiva aos demais participantes do mercado, a Petrobras deverá publicar em seu site os preços vigentes de venda de diesel e gasolina por ela comercializados, por polo. O compromisso vale a partir da data da assinatura do TCC até a conclusão do desinvestimento. Este acordo irá contribuir significativamente para as mudanças no setor de refino do país com possíveis reflexos positivos nas atividades a jusante desse setor.

Além do caso especificado anteriormente, o Cade também investiga e elabora estudos técnicos sobre uma série de outras condutas no setor de combustíveis. Como por exemplo, verifica-se que em muitos municípios pequenos no Brasil, há monopólios na revenda, já identificados na Nota Técnica nº 37/2018/DEE/Cade. Todavia, em cidades maiores, o Cade já identificou e puniu uma série de cartéis na revenda e na distribuição de combustíveis líquidos no Brasil.

De maneira apenas ilustrativa e exemplificativa, citam-se os seguintes casos investigados pelo CADE:

Tabela 5 – Alguns casos de cartéis investigados pelo Cade.

Cidade investigada	Número do processo
Brasília	08000.024581/1994-77
Salvador	08012.005140/1998-33
Manaus	08012.002959/1998-11
Recife-RM	08012.003208/1999-85
Blumenau	08012.005545/1999-16
Florianópolis-RM	08012.002299/2000-18
Goiânia	08012.004712/2000-89
Belo Horizonte	08012.007515/2000-31
Belo Horizonte	08012.007273/2000-02
Bauru	08012.004472/2000-12
Londrina	08012.001003/2000-41
Lages	08012.004036/2001-24

Campinas	08012.002911/2001-33
Recife	08012.002748/2002-90
Ribeirão Preto	08012.002748/2002-90
Vitoria RM	08012.008847/2006-17
Caxias do Sul	08012.010215/2007-96
Londrina RM	08012.011668/2007-30
Teresina	08700.000547/2008-95 08012.001003/2000-41
Santa Maria	08012.007149/2009-39 08012.004573/2004-17
São Luís RM	08700.002821/2014-09
Belo Horizonte, Cont. Bet.	08700.010769/2014-64

Fonte: elaboração própria

Em relação ao mercado de GLP, também, há uma série de investigações sobre práticas colusivas no mercado. A este respeito, houve investigação se a Copagaz realizou convite à cartelização, o que redundou em assinatura de Termo de Compromisso de Cessação de Conduta (P.A.08012.001286/2012-65).

Em agosto de 2013, a Liquigás Distribuidora S/A celebrou com o Cade um TCC no âmbito do processo que apurou formação de cartel no mercado de GLP do Pará. Além de se abster de praticar condutas colusivas, a empresa se comprometeu a manter um programa de *compliance* e a recolher contribuição pecuniária.

No ano subsequente (agosto de 2014), a Supergasbrás Energia Ltda., também investigada no mesmo processo, firmou acordo com o Cade. Pelo TCC, a empresa admitiu participação na prática investigada e se comprometeu a cessar qualquer tipo de conduta colusiva e a manter seu programa de *compliance* concorrencial. A empresa também teve de recolher contribuição pecuniária.

Em 7/12/2016, o Tribunal do Cade condenou a empresa Paragás Distribuidora Ltda. por formação de cartel no mercado de distribuição de GLP no estado do Pará (PA 08012.002568/2005-51). A distribuidora foi condenada ao pagamento de multa.

No Nordeste, no âmbito da “Operação Chama Azul”, há investigação se houve cartel em GLP. Com efeito, a Superintendência-Geral do Cade – SG/Cade instaurou, em 25/08/2016, processo administrativo para apurar supostas práticas de cartel nos mercados de distribuição e revenda de GLP naquela região (PA 08700.003067/2009-67).

Dentre as distribuidoras inicialmente investigadas, estavam Bahiana Distribuidora de Gás Ltda., Companhia Ultragaz S/A, Copagaz Distribuidora de Gás Ltda., Liquigás Distribuidora S.A., Minasgás S/A Indústria e Comércio, Nacional Gás Butano Distribuidora Ltda. e Supergasbras Energia Ltda.

Além das distribuidoras de GLP, alguns revendedores também são objeto de investigação: Frazão Distribuidora de Gás Ltda. – EPP, Revendedora de Gás do Brasil Ltda., Revendedora de Gás da Paraíba Ltda. – EPP e Super Comércio de Água e Gás Ltda. Apura-se ainda a participação de 27 pessoas físicas relacionadas a essas empresas e do Sindicato dos Revendedores de Combustíveis e Derivados do Interior da Paraíba – Sindirev.

Entre a deflagração da “Operação Chama Azul” e a instauração do processo administrativo, as distribuidoras de GLP Minasgás S/A Indústria e Comércio e Supergasbras Energia Ltda. compareceram espontaneamente à Superintendência Geral do Cade para negociar um TCC, ao qual aderiram posteriormente pessoas físicas relacionadas a essas empresas. Por meio desses

acordos, as empresas reconheceram sua participação na conduta e se obrigaram a colaborar com as investigações. Esses acordos foram homologados pelo Tribunal do Cade e resultaram no recolhimento de contribuição pecuniária para o Fundo de Direitos Difusos – FDD do Governo Federal, além da suspensão do processo administrativo em relação a essas empresas e dois de seus empregados, até o julgamento definitivo do caso.

No Distrito Federal e entorno, no âmbito da Operação Júpiter, a Superintendência do Cade instaurou, no dia 19/09/2016, processo administrativo para apurar supostas práticas de cartel nos mercados de distribuição e revenda de GLP, além de outras localidades da região Centro-Oeste do País (PA 08012.006043/2008-37). Estiveram no polo passivo 5 distribuidoras de GLP, 31 revendedoras e 39 pessoas físicas.

Entre a deflagração da “Operação Júpiter” e a instauração do processo administrativo, a distribuidora de GLP Supergasbras Energia Ltda. compareceu espontaneamente à Superintendência do Cade para negociar um TCC, ao qual aderiram posteriormente pessoas físicas relacionadas à empresa. Por meio dos acordos, Supergasbras e indivíduos reconheceram suas participações na conduta e colaboraram com as investigações. Esses acordos foram homologados pelo Tribunal do Cade e resultaram no recolhimento de contribuição pecuniária para o FDD do Governo Federal. Liquigás, Copagaz e Ultragas também assinaram acordo de TCC posterior.

As situações citadas nessa seção são casos apenas exemplificativos a respeito da atuação repressiva do Cade no setor de combustíveis, havendo várias outras investigações que ocorreram ou que ainda estão em curso na autarquia.^{15 16}

3.3.2.3. Análises (mapeamento de alternativas)

No que tange à atuação em advocacia da concorrência, o Cade participa ativamente de vários debates sobre o setor de combustíveis, com diversas publicações sobre o tema.

Neste setor, em 2009, por exemplo, foi publicada uma cartilha elaborada pelo Departamento de Proteção e Defesa Econômica, da extinta Secretaria de Direito Econômico – SDE, com o título “Combate a cartéis na revenda de combustíveis” (SDEE, 2009). Em 2014, o DEE/Cade apresentou um Caderno de Estudos sobre o “Varejo de Gasolina” no Brasil (CADE, 2014).

Em agosto de 2017, foi publicada a contribuição do Cade sobre “*O ambiente concorrencial no setor de refino de petróleo e distribuição de combustíveis líquidos*” (CADE, 2014).

O Cade também participou do Subcomitê de Concorrência e Competitividade, do Programa “Combustível Brasil”, cujos debates eram organizados em conjunto pela ANP, MME e EPE. Atualmente, a autarquia também participa do Programa “Abastece Brasil”, conjuntamente com

¹⁵ Investigação em Mato Grossos do Sul - Em 27 de março de 2018, o Grupo de Atuação Especial e Combate ao Crime Organizado (Gaeco) do Ministério Público Estadual de Mato Grosso do Sul prendeu oito pessoas acusadas de formarem cartel para definir preços e venderem gás de cozinha nas cidades de Dourados e Nova Andradina <https://www.correiadoestado.com.br/cidades/oito-sao-presos-por-formacao-de-cartel-na-venda-de-gas-de-cozinha/324474/>

¹⁶ Investigação no Distrito Federal - O ministro Edson Fachin, do Supremo Tribunal Federal (STF), negou seguimento a Recurso Ordinário em Habeas Corpus (RHC 121985) interposto em favor de P.R.S. e A.M.N., que respondem a processo perante a Justiça do Distrito Federal por formação de cartel para venda de gás de cozinha. A defesa questionava decisão do Superior Tribunal de Justiça (STJ), que negou pedido para declarar a competência da Justiça Federal para julgar o caso. Os acusados, funcionários da empresa Liquigás, foram denunciados por crimes contra a economia e as relações de consumo, previstos na Lei 8.137/1990, em processo que tramita na 1ª Vara Criminal de Ceilândia (DF), em razão de padronização de preços na venda de GLP no Distrito Federal http://www.lex.com.br/noticia_27155584_ACUSADOS_DE_FORMACAO_DE_CARTEL_PARA_VENDA_DE_GAS_DE_COZINHA_NO_DF_DEVEM_SER_PROCESSADOS_PELA_JUSTICA_LOCAL.aspx

outros órgãos governamentais, como o Ministério da Economia e Casa Civil da Presidência da República, além dos órgão citados anteriormente.

Em 2018, o Cade publicou o estudo “Repensando do o setor de combustíveis: medidas pró-concorrência” com as seguintes sugestões:

Contribuições de caráter regulatório:

- i. permitir que produtores de etanol vendam diretamente aos postos;
- ii. repensar a proibição de verticalização do setor de varejo de combustíveis;
- iii. extinguir a vedação à importação de combustíveis pelas distribuidoras;
- iv. fornecer informações aos consumidores do nome do revendedor de combustível, de quantos postos o revendedor possui e a quais outras marcas está associado; e
- v. aprimorar a disponibilidade de informação sobre a comercialização de combustíveis para o aperfeiçoamento da inteligência na repressão à conduta colusiva.

Contribuições de caráter tributário:

- i. repensar a substituição tributária do ICMS;
- ii. repensar o imposto ad rem.

Contribuições de caráter geral:

- iii. permitir postos autosserviços; e
- iv. repensar as normas sobre o uso concorrencial do espaço urbano.

Das nove medidas sugeridas em 2018, algumas já demonstraram resultados práticos, enquanto outras ainda dependem de um aprofundamento do debate social, como se verifica no Quadro a seguir:

Quadro 3 – Medidas propostas e resultados já obtidos

Medida	Explicação	Algumas Ações posteriores da ANP	Algumas contribuições adicionais do Cade	Outras partes no processo	
Medida 1	Permitir que produtores de álcool vendam diretamente aos postos	Tomada Pública de Contribuições nº 2/2018. Houve pronunciamento da ANP, vias Nota Técnica GT Portaria 357/2018 n.001/2018 que entendeu não haver óbices regulatórios para liberalização da venda direta de etanol das Usinas para os revendedores, restando a questão tributária do PIS/COFINS e do ICMS. Recomendou-se que só fosse autorizada a venda direta após equacionada a questão tributária, cuja análise estaria sendo conduzida pelo grupo instituído pela portaria MF466 de 19 de novembro de 2018. O Relatório do GT n.1, por sua vez, sugeriu que a liberalização da venda direta ocorresse concomitantemente à implementação da monofasia do PIS/COFINS e do ICMS. Também, sugeriu-se a adoção de medida provisória ou projeto de lei com a proposição de elevação do teto legal das contribuições PIS/COFINS no elo da produção.	Elaboração Nota Técnica 24/2018 DEE/Cade	EPE (2019b) agregou análises complementares sobre esse tema, elencando aspectos tributários, logísticos e impactos sobre o RenovaBio o Senado aprovou em regime de urgência o projeto (PDC 978/2018), que seguiu para a Câmara onde outros textos tramitam, como, por exemplo, o PL 10316/2018, o PL 10406/2018 e o PL 1.639/2019	Ainda que o tema possa ser objeto de ato legislativo, entende-se que se trata de assunto de natureza eminentemente regulatória.
Medida 2	Repensar a proibição de verticalização do setor de varejo de combustíveis	Foi realizada a Tomada Pública de Contribuições nº 3/2018 e nº 4/2018. Após, na 970ª Reunião de Diretoria Colegiada da ANP, de 28/03/2019, a Diretoria decidiu: I) considerar encerrado os trabalhos técnicos do Grupo de Trabalho da Portaria ANP nº 357/2018; e II) determinar que a Superintendência de Distribuição e Logística (SDL), considerando os trabalhos técnicos produzidos no âmbito do Grupo de Trabalho da Portaria ANP nº 357/2018 e outros, bem como demais documentos pertinentes, conclua a análise da venda direta de etanol, da verticalização e da tutela regulatória da fidelidade à bandeira, conduzindo o processo de revisão das respectivas regulamentações, de acordo com o cronograma a ser apresentado pela SDL e aprovado pela Diretoria Colegiada	Elaboração Nota Técnica 35 e 36/2018 DEE/Cade	Há alguns projetos tramitando, como, por exemplo, o PL nº 1.639/2019	
Medida 3	Extinguir a vedação à importação de combustíveis distribuídos pelas distribuidoras	Foi obtido grande êxito na proposta do Cade. Com efeito, a ANP realizou a Consulta e Audiência Públicas nº 13/2018 (Realização de minuta de Resolução que regula atividade de comércio exterior de biocombustíveis, petróleo e seus derivados e derivados de gás natural) e posteriormente editou a Resolução ANP nº 777, de 05/04/2019 (publicada no DOU de 08/04/2019): "Art. 14. Somente poderão importar ou exportar produtos: (...) II - distribuidores autorizados pela ANP; (...) § 1º: "Os distribuidores e produtores autorizados somente poderão importar produtos que estejam autorizados a comercializar, nos termos de sua autorização para exercício de atividade outorgada pela ANP".			

Medida	Explicação	Algumas Ações posteriores da ANP	Algumas contribuições adicionais do Cade	Outras partes no processo	
Medida 4	Fornecer informações aos consumidores do nome do revendedor de combustível, de quantos postos o revendedor possui e a quais outras marcas está associado	Em análise	Estudo realizado pelo Cade definindo as estruturas de oferta no <i>downstream</i> (e seus respectivos HHI), via aproximação do grupo societário [vide nota 37/2018/DEE/Cade]		Houve um grande debate a respeito dos eventuais custos de tal proposta (para afixação de placas). Há a necessidade de aprofundamento do estudo interno a respeito do mapeamento dos grupos societários e de alternativas para veiculação da informação, incluindo a opção via aplicativo de celular.
Medida 5	Aprimorar a disponibilidade de informação sobre a comercialização de combustíveis para o aperfeiçoamento da inteligência na repressão à conduta colusiva	Consulta e Audiência Públicas nº 20/2018	Elaboração Nota Técnica 28/2018 DEE/Cade, mostrando riscos concorrenciais da proposta da ANP, da forma como inicialmente apresentada. Realização, pelo Cade, de estudo de filtros de cartéis e georreferenciamento de postos.		Foi enviado projeto ao Conselho do Fundo de Direitos Difusos para obtenção de verba para viabilizar coleta automatizada de informações para ANP e Cade a respeito do setor. A ANP está avaliando as alternativas de desenho regulatório e soluções tecnológicas.
Medida 6	Repensar a substituição tributária do ICMS				Depende de mudança legislativa.
Medida 7	Repensar o imposto <i>ad rem</i>				Depende de mudança legislativa.
Medida 8	Permitir postos autosserviços			Estão, pelo menos, em discussão, alguns projetos a este respeito no Legislativo: PLS 519/2018 (Senado) e PL 1.639/2019 (Câmara)	Depende de mudança legislativa.
Medida 9	Repensar as normas sobre o uso concorrencial do espaço urbano				Depende de mudança legislativa.

Após a apresentação do Cade de várias medidas propositivas ao setor, Cade e ANP formaram um grupo conjunto para estudar o mercado. Com efeito, a Portaria Conjunta Cade/ANP nº 4, de 11 de junho de 2018, que instituiu Grupo Técnico entre a ANP e o Cade, estabeleceu como primeira e mais importante atribuição específica do Grupo, que fosse estudada a estrutura do setor de combustíveis. Neste sentido, o Grupo Cade/ANP deliberou por realizar um estudo sobre o elo do refino. Inclusive, a ANP já havia enviado ofício ao Cade, compreendendo que havia um monopólio de fato no setor de refino no Brasil. Entendeu, também, que a “ausência de efetiva concorrência no mercado de refino gera desequilíbrio no mercado passível de intervenção”. Aliás, a ANP enviou ao Cade o Ofício 125/2018/DG-ANP solicitando pronunciamento do Cade a este respeito.

O Cade abriu um estudo setorial específico, enviando diversos ofícios para diversos agentes (Estudo nº 08700.004056/2018-95), resultando na confecção da já citada Nota Técnica 37/2018/DEE/CADE. Em tal nota, realizou-se uma análise exploratória do setor, identificando (i) que há vários indícios no sentido de que a concentração setorial causa danos aos consumidores nacionais, mas (ii) que já existiam planos de desinvestimentos de refinarias por parte da Petrobras.

Todavia, a título de advocacia da concorrência, o Cade apresentou sugestões a respeito de como tais propostas poderiam, eventualmente, ser aprimoradas. Em suma:

1. Entendeu-se que seria interessante algum tipo de desinvestimento de ativos de refino no sudeste brasileiro,
2. Sugeriu-se que as refinarias regionais não sejam vendidas a apenas um grupo empresarial, para não gerar monopólios regionais; e
3. Mostrou-se como a continuidade de participação, mesmo que passiva, da Petrobras nos ativos a serem desinvestidos poderia diminuir o nível de rivalidade almejado pelo Estado brasileiro.

O referido estudo serviu de insumo para elaboração da Resolução CNPE nº 9/2019 e recentemente para o já mencionado acordo entre Cade e Petrobras.

Além do referido estudo, o Cade, no âmbito do Grupo Técnico Cade/ANP, opinou à ANP sobre temas como a Tomada Pública de Contribuições – TPC nº 1/2018 (Despacho ANP nº 707, de 5/6/2018, publicado no D.O.U. em 6/6/2018) no que diz respeito à regulação do repasse da periodicidade de reajustes dos preços nacionais de combustíveis no âmbito do refino.

- Também, já se pronunciou, formalmente, pelos seguintes instrumentos: Nota Técnica nº 16/2018/DEE/Cade referente ao impacto concorrencial da publicidade de preços pela ANP;
- Nota Técnica nº 24/2018/DEE/Cade referente à TPC nº 2/2018, atinente à venda direta de etanol pelos postos combustíveis;
- Nota Técnica nº 28/2018/DEE/Cade referente à Consulta Pública nº 20/2018, a respeito da proposta da ANP para instituição de preços parametrizados;
- Nota Técnica nº 30/2018/DEE/Cade referente à Consulta Pública nº 23/2018, a respeito da proposta da ANP para alteração da Resolução ANP nº 41/2013;
- Nota Técnica nº 35/2018/DEE/Cade referente à TPC nº 3/2018 da ANP, atinente ao debate de restrições regulatórias sobre verticalização no setor de petróleo; e

- Nota Técnica nº 36/2018/DEE/Cade referente à TPC nº 4/2018 da ANP, relativa ao debate de fidelidade à marca dos postos de combustível bandeirados em relação à rede de distribuidores.

A íntegra de tais pronunciamentos encontra-se no site do Cade, no SEI, no âmbito do Acordo de Cooperação Cade-ANP (Processo nº 08700.002021/2013-15).

Houve, também, participação do Cade e da ANP em alguns eventos externos, como no 1º Seminário Sefel de Energia realizado pelo extinto Ministério da Fazenda em 18/09/2018, onde o Cade debateu o “impacto da venda direta de etanol pelos produtores na dinâmica do mercado de combustíveis: benefícios e riscos”.

O Cade também participou de diversas Audiências Públicas no Congresso Nacional, como:

- Câmara dos Deputados no dia 6/11/2018: tema “Venda direta de etanol (Usina/Posto)”, em atendimento ao Requerimento nº 241/2018;
- Senado Federal em junho de 2019: tema “Análise do Mercado de Refino”;
- Câmara de Deputados no dia 27/08/2019: tema “medidas para fomentar a Indústria de Gás Natural e altera a Lei nº 11.909/2009” e seu apensado, em atendimento ao Requerimento nº 82/2019;
- Câmara de Deputados no dia 24/09/2019: tema “Verticalização no setor de combustíveis líquidos”.

O Cade, assim como a ANP, também participou do Grupo de Trabalho instituído pela Portaria MF nº 466/2018, a respeito do debate da venda direta de etanol. Posteriormente, o Cade participou de reunião com a EPE sobre esse tema, o que contribuiu para a publicação da Nota Técnica considerações sobre a proposta de flexibilização do modelo de comercialização de etanol hidratado no Brasil (EPE, 2019).

O Cade também foi solicitado em âmbito judicial a se manifestar sobre o tema dos subsídios ao diesel. Neste sentido, o DEE/Cade realizou Nota Técnica nº 31/2018/DEE/Cade referente à análise do pleito da Brasil China Importadora e Distribuidora S/A (BCI), no âmbito do Mandato de Segurança nº 24637/DF (2018/0242818-6) referente à Medida Provisória nº 838/2018, que debateu o subsídio governamental ao diesel, como resposta à greve dos caminhoneiros.

Enfim, há uma série de iniciativas e de ações, realizadas pelo Cade e outros órgãos governamentais, para uma maior promoção de concorrência no setor de combustíveis. O Cade é apenas um interlocutor no debate mais amplo de como se deve formatar decisões judiciais, normas legais e regulatórias, sendo importante dialogar e compreender as diferentes posições e opiniões dos diferentes agentes do setor e demais órgãos governamentais.

3.3.3. Estruturas de mercado

3.3.3.1. Fusões e aquisições

Desde o processo de introdução de reformas liberalizantes no *downstream*, iniciado na primeira metade da década de 1990 e consolidado pela Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/1997), culminando

com a liberalização ampla¹⁷ dos preços dos derivados no final de 2001, o segmento de distribuição de combustíveis tem passado por importantes transformações na sua forma de operação, com efeitos sobre as estratégias empresariais. Primeiramente, a introdução da figura do “bandeira branca”, ainda em 1993¹⁸, permitiu a esses agentes adquirir combustíveis de quaisquer distribuidor¹⁹, reduzindo barreiras à entrada no mercado, o que possibilitou o surgimento de diversas distribuidoras independentes, que passaram a competir diretamente com as principais distribuidoras na comercialização de combustível.

Nesse cenário, uma das estratégias adotada pelos agentes para ganhar escala e participação de mercado foi a aquisição de outras empresas. Desde 2005, percebe-se no setor de distribuição de combustíveis líquidos consistente processo de concentração, expresso em movimentações de fusões e aquisições entre as maiores empresas do setor e na aquisição de distribuidoras locais e regionais, destacando-se: (i) aquisição da Agip pela Petrobras Distribuidora em 2005; (ii) aquisição de parte da Ipiranga, em 2007, pela Petrobras Distribuidora e pelo Grupo Ultra; (iii) formação da Alesat, entre o Grupo ALE e a Satélite, em 2006; (iv) compra da ExxonMobil (Esso) no Brasil pela Cosan, em 2008; (v) aquisição da Texaco pelo Grupo Ultra em 2009; (vi) criação da Raízen, joint venture entre a Shell e a Cosan, em 2011; e (vii) aquisição da Latina pela Raízen, em 2014 (ANP, 2016)²⁰.

Além dessas transações, o ano de 2018 se revelou particularmente dinâmico em função das perspectivas de retomada do crescimento econômico e do ambiente institucional mais favorável à entrada de novos agentes, sendo registradas as seguintes operações: i) aquisição de 30% da pernambucana TT Work (antiga Total Combustíveis) pela PetroChina²¹; ii) aquisição, pela holandesa Vitol, de 50% da distribuidora regional Rodoil, com atuação na Região Sul²²; iii) aquisição subsequente, pela Rodoil, da distribuidora Megapetro Petróleo Brasil, a qual atua no

¹⁷ De acordo com estudo da ANP (2016, p. 13), “a liberação dos preços e fomento da concorrência no setor, na verdade, vinham sendo operacionalizados desde o início da década de 90 (quando os preços nos postos revendedores deixaram de ser tabelados e passaram a representar preços máximos a ser praticados, tendo sido concluída em 31 de dezembro de 2001. De fato, a liberalização dos preços da gasolina e do etanol hidratado nos postos revendedores se deu em 1996 (ano anterior à publicação da Lei do Petróleo)”.

¹⁸ A Portaria MME nº 258, de 29 de julho de 1993, revogou algumas exigências que impediam a participação no mercado de distribuidoras de pequeno porte; a Portaria do MME nº 362, de 3 de novembro de 1993 (que autorizou a participação de revendedores, sem contrato exclusivo com nenhuma distribuidora, os chamados “postos de bandeira branca”, no mercado).

¹⁹ Desde que fosse devidamente ostentada aos consumidores a origem do combustível.

²⁰ ANP. Diagnóstico Da Concorrência da Distribuição e Revenda de Combustíveis Automotivos. Rio de Janeiro, 2016.

²¹ VALOR ECONOMICO. Petrochina aposta em retomada das importações de combustível. 3 set. 2018. Disponível em: <https://valor.globo.com/empresas/noticia/2018/09/03/petrochina-aposta-em-retomada-das-importacoes-de-combustivel.ghtml>. Acesso em: 18 set. 2019.

²² VALOR ECONOMICO. Holandesa Vitol compra 50% da distribuidora de combustíveis Rodoil. 22 nov. 2018. Disponível em: <https://valor.globo.com/empresas/noticia/2018/11/22/francesa-total-compra-zema-petroleo-com-280-postos.ghtml>. Acesso em: 18 set. 2019.

Rio Grande do Sul; iv) compra de 78% da Alesat pela suíça Glencore²³; e v) aquisição, pela petrolífera francesa Total, da Zema Petróleo, a qual atua nas regiões Sudeste e Centro-Oeste²⁴.

A reprovação pelo Cade, em 2017, da aquisição da distribuidora Ale pelo Grupo Ultra (detentor da distribuidora Ipiranga), conforme já citado anteriormente, restringiu a estratégia de expansão de participação de mercado, por meio de fusões e aquisições, pelas principais distribuidoras, abrindo espaço para a aquisição das distribuidoras de menor porte por novos entrantes²⁵.

Com isso, o processo de concentração tem também se manifestado na franja do mercado, formada por distribuidoras de menor porte, que responde por parte importante da comercialização de combustíveis. De acordo com os dados da ANP, o número de distribuidoras autorizadas pela Agência tem declinado desde 2014. No referido ano, atuavam no segmento 205 distribuidoras, ao passo que, em 2018, o número de agentes autorizados atingiu 156²⁶ agentes²⁷. Na próxima seção será apresentada a evolução recente da concentração de mercado para cada um dos principais combustíveis líquidos.

3.3.3.2. Evolução recente

3.3.3.2.1. Gasolina C

Entre 2014 e 2018, o volume comercializado de Gasolina C²⁸ pelas distribuidoras de combustíveis, apesar das oscilações expressivas no período, apresentou redução de 13,6%, conforme ilustrado pela figura a seguir.

²³ VALOR ECONOMICO. Glencore fecha compra de 78% da distribuidora de combustíveis Alesat. 29 Jun. 2018. Disponível em: <<https://valor.globo.com/empresas/noticia/2018/06/29/glencore-fecha-compra-de-78-da-distribuidora-de-combustiveis-alesat.ghtml>>. Acesso em: 18 set. 2019.

²⁴ VALOR ECONOMICO. Francesa Total compra Zema Petróleo, com 280 postos. 22 nov. 2018. Disponível em: <<https://valor.globo.com/empresas/noticia/2018/11/22/francesa-total-compra-zema-petroleo-com-280-postos.ghtml>>. Acesso em: 18 set. 2019.

²⁵ Segundo o presidente da distribuidora Rodoil, “depois que o Cade vetou a compra da Alesat pela Ipiranga, naturalmente vieram empresas interessadas em formar um segundo pelotão de distribuidoras no mercado brasileiro. A liberalização dos preços nos últimos anos também atraiu os olhares”. VALOR ECONOMICO. Holandesa Vitol compra 50% da distribuidora de combustíveis Rodoil. 1º out. 2018. Disponível em: <<https://valor.globo.com/empresas/noticia/2018/10/01/holandesa-vitol-compra-50-da-distribuidora-de-combustiveis-rodoil.ghtml>>. Acesso em: 18 set. 2019.

²⁶ Dados referentes ao dia 31/01/2019.

²⁷ Isso representou pequena retomada na proporção de agentes em atividade no setor, uma vez que, em 2017, a distribuição havia atingido seu menor patamar no intervalo, contando apenas 151 agentes.

²⁸ O volume de vendas de gasolina C é o resultado da soma dos volumes comercializados de gasolina comum e gasolina aditivada. A expressão gasolina C indica que o produto é obtido pela mistura da gasolina A com o etanol anidro, na proporção definida em legislação específica, podendo ou não ser aditivada. Atualmente, a Portaria MAPA nº 75/2015 fixa em 27% o percentual obrigatório de etanol anidro na composição da Gasolina C (comum e Aditivada) e 25% para a Gasolina Premium. Para consulta do histórico de percentual de teor de etanol anidro à gasolina, consultar <<http://www.agricultura.gov.br/assuntos/sustentabilidade/agroenergia/arquivos/cronologia-da-mistura-carburante-etanol-anidro-gasolina-no-brasil.pdf>>. Acesso em: 23 set. 2019.

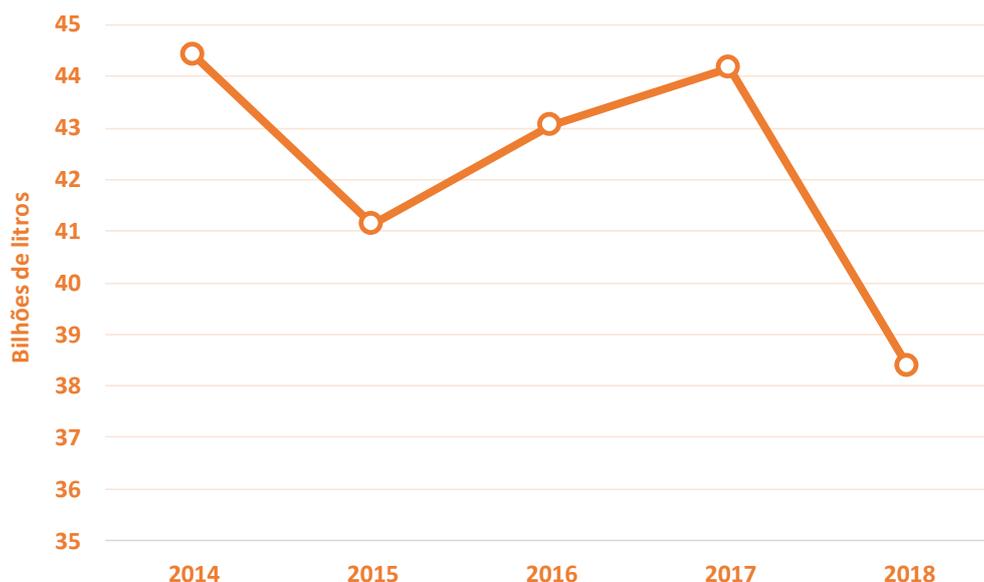


Figura 11 - Volume de Vendas de Gasolina C no mercado nacional – 2014 a 2018

Fonte: Elaborado a partir ANP (2019).

Tais oscilações são resultado, basicamente, da maior competitividade do etanol hidratado, sobretudo nos anos de 2015 e 2018, o que resultou em aumento expressivo do volume comercializado desse biocombustível²⁹. Ainda que a recessão econômica do biênio 2015-16 também tenha contribuído para diminuição do tamanho do mercado de combustíveis ciclo Otto, cabe salientar que o volume comercializado de gasolina C tende a ser mais influenciado pelo tamanho da frota e pelos hábitos/local de residência dos consumidores, ao contrário do óleo diesel, cujas vendas volumétricas tendem a guardar maior correspondência com as oscilações do PIB.

Complementarmente, cabe destacar que, para a gasolina C, os principais clientes das distribuidoras de combustíveis no período foram os postos de revenda, que responderam por quase 100% do volume comercializado. Isso se deve ao fato de, por força de regulamentação, os TRRs³⁰ serem impedidos de adquirir e comercializar gasolina para fins automotivos, bem como há restrição regulatória também das refinarias e importadores comercializarem

²⁹ Vale lembrar que os veículos dotados com a tecnologia flexfuel, predominantes atualmente na frota brasileira, podem utilizar gasolina C ou etanol hidratado, o que torna os dois combustíveis substitutos próximos entre si. Particularmente em 2018, foram registradas elevações expressivas na demanda por etanol, uma vez que, com o aumento da rentabilidade da produção de cana voltada para este fim frente ao açúcar, houve aumento da oferta do biocombustível, o qual passou a apresentar preços mais atrativos para o consumidor do que o de seu substituto.

³⁰ O Transportador-Revendedor-Retalhista (TRR) é a empresa autorizada pela ANP a adquirir em grande quantidade combustível a granel, óleo lubrificante acabado e graxa envasados para depois vender a retalhos. Não é permitido ao TRR comercializar GLP, gasolinas automotivas, álcool etílico combustível para fins automotivos, biodiesel, mistura biodiesel, combustíveis de aviação e gás natural veicular, comprimido e liquefeito, conforme Art. 2º da Resolução ANP nº 08, de 06/03/2007, publicada no DOU em 08/03/2007, que requisitos necessários à autorização para o exercício da atividade de Transportador-Revendedor-Retalhista (TRR) e a sua regulamentação.

combustíveis com a revenda varejista. Outro motivo é que os volumes adquiridos diretamente por consumidores finais³¹ foram inferiores a 1% em todas as regiões do País.

A tabela abaixo exibe as principais companhias distribuidoras, com as respectivas participações de mercado, que atuaram no País nos anos de 2014 e 2018.

2014			2018		
Distribuidora	Volume de vendas (em bilhões de litros)	Participação de mercado (%)	Distribuidora	Volume de vendas (em bilhões de litros)	Participação de mercado (%)
Petrobras Distr. (BR)	12,66	28,5%	Petrobras Distr. (BR)	9,24	24,1%
Ipiranga	9,20	20,7%	Raízen/Mime/Sabbá	7,73	20,1%
Raízen/Mime/Sabbá	8,59	19,3%	Ipiranga	7,54	19,7%
Alesat	2,56	5,8%	Alesat	1,70	4,4%
Total Distr.	0,88	2,0%	TDC	0,83	2,2%
Outras	10,51	23,7%	Outras	11,33	29,5%
Total geral	44,41	100,0%	Total geral	38,37	100,0%

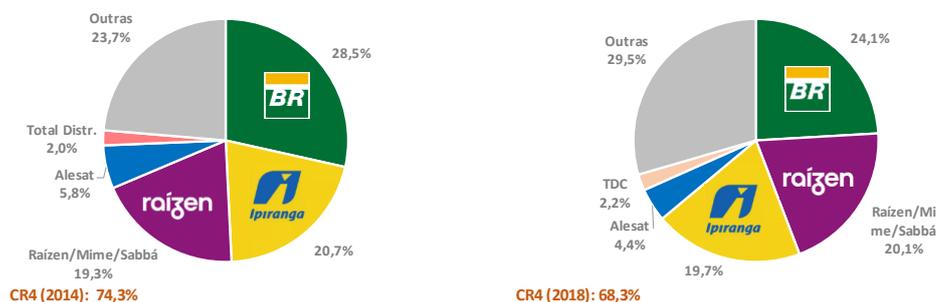


Figura 12 - Participação de mercado das distribuidoras de combustíveis nas vendas de gasolina C em âmbito nacional (2014 e 2018)

Fonte: Elaborado a partir de ANP (2019).

A tabela mostra que a distribuidora BR, do Grupo Petrobras, apresentou o maior recuo dentre as grandes distribuidoras atuantes no País, com perda de participação de mercado de 4,4 p.p. A segunda distribuidora mais afetada, a Alesat, perdeu 1,3 p.p. de participação de mercado no período. A Ipiranga, por sua vez, apresentou a segunda maior queda em termos volumétricos, com redução do volume de vendas de 1,6 bilhão de litros, ou -1,07% no mesmo período. A única distribuidora, dentre as quatro maiores, a apresentar aumento de participação de mercado foi a do grupo Raízen/MIME/Sabbá, com expansão de 0,79 p.p., ainda que o volume de vendas tenha também se contraído em razão da diminuição das vendas totais de gasolina C no período analisado.

Destarte, ainda que sua participação de mercado tenha se reduzido, a BR manteve a liderança no segmento de distribuição de gasolina, com participação de 24,1% em 2018. Todavia, a sua distância em relação ao segundo colocado caiu pela metade, de 7,2 p.p. para 4,0 p.p. no período. Já a vice-liderança, então ocupada pelo grupo Ipiranga em 2014, passou a ser ocupada, em 2018, pelo grupo Raízen, com participação de 20,1%, contra atuais 19,7% da Ipiranga.

As distribuidoras de menor porte, por seu turno, ganharam em participação de mercado sobre as quatro principais distribuidoras nesse segmento. Esse movimento pode ser notado pelo

³¹ São aqueles que possuem equipamento fixo e/ou ponto de abastecimento e adquirem combustíveis líquidos exclusivamente para uso próprio, sendo vedada a sua comercialização (tais como indústrias, fazendas, etc.). (ANP, 2016).

acréscimo de 5,9 p.p. na participação de mercado das distribuidoras representadas pela rubrica “outras”, variação essa bastante próxima dos 6,0 p.p. de participação perdida pelas maiores distribuidoras do País.

Com vistas a analisar a estrutura de determinado mercado, um indicador frequentemente utilizado para medir a concentração de mercado é o CR(k), razão de concentração que fornece a parcela de mercado das k maiores empresas que atuam no mercado relevante em análise, sendo k igual a 1, 2,..., n. Quanto maior for esse índice, maior tende a ser o poder de mercado exercido por estas maiores empresas (RESENDE & BOFF, 2002)³². No Brasil, a razão de concentração mais utilizada nas análises concorrenciais e pelos órgãos de defesa da concorrência é a que aponta a participação das quatro maiores empresas (CR4). Valores de CR4 acima de 75% sugerem um mercado altamente concentrado (ADAMI & MORAES, 2005)³³.

No caso em tela, o CR4 referente ao mercado de distribuição de gasolina C passou de 74,3% para 68,3% entre 2014 e 2018, o que indica, sob o prisma estrutural, desconcentração do mercado das distribuidoras do País nesse segmento. O reposicionamento estratégico da Petrobras a partir de 2016, com o alinhamento dos preços domésticos ao mercado internacional, e diminuição de sua participação nas importações para o suprimento do mercado doméstico favoreceram a expansão das distribuidoras de menor porte, dotadas com maior flexibilidade para atender a demanda doméstica.

Cabe destacar, contudo, que há outros aspectos concorrenciais inerentes ao segmento de distribuição que favorecem a manutenção de poder de mercado das distribuidoras de maior porte. Esses aspectos estão relacionados basicamente a fatores como: capacidade de armazenamento, localização das bases, reputação da marca, volume comercializado e condições logísticas de distribuição³⁴. A reputação da marca, por exemplo, dificulta a atuação e a entrada de novos concorrentes no mercado, constituindo-se, também, em mais um diferencial competitivo favorável à companhia (ANP, 2016).

As figuras a seguir apresentam a participação de mercado das principais distribuidoras de combustíveis no volume comercializado de Gasolina C para as respectivas Regiões do País (Norte, Nordeste, Centro-Oeste, Sudeste e Sul).

³² RESENDE, M.; BOFF, H. Concentração Industrial. In: KUPFER, D.; HASENCLEVER, L. (Org.) **Economia Industrial: fundamentos teóricos e práticos no Brasil**. Rio de Janeiro: Campus: Elsevier, 2002. p. 73-90.

³³ ADAMI, A. C. de O.; MORAES, M. A. F. D. de. Setor exportador de carne bovina brasileiro: A estrutura afeta a conduta? In: CONGRESSO DA SOCIEDADE BRASILEIRA DE ECONOMIA, ADMINISTRAÇÃO E SOCIOLOGIA RURAL, 43. Ribeirão Preto. **Anais...** Ribeirão Preto: SOBER, 2005. Disponível em: <<http://www.sober.org.br/palestra/2/604.pdf>>. Acesso em: 15 abr. 2014.

³⁴ Isto porque os custos incorridos pelas empresas na atividade de distribuição dependem, fundamentalmente, da escala de comercialização, do modo de transporte utilizado e das distâncias existentes entre as bases e as localidades atendidas. Há, portanto, vantagens absolutas de custos, em prol das companhias de maior porte, na atividade de distribuição de combustíveis líquidos, geradas, primordialmente, pela existência de fortes economias de escala. Essas estão associadas tanto à aquisição de volumes maiores dos diversos produtos (as maiores empresas obtêm descontos, pois celebram contratos de aquisição de grandes volumes de combustíveis líquidos), quanto à capacidade de armazenamento e de transporte em uma determinada região. Além disso, a classificação de crédito para empresas de grande porte, que se traduz em custos financeiros menores, é, de fato, outra vantagem considerável em relação às empresas de pequeno porte (ANP, 2016).

2014			2018		
Distribuidora	Volume de vendas (em bilhões de litros)	Participação de mercado (%)	Distribuidora	Volume de vendas (em bilhões de litros)	Participação de mercado (%)
Petrobras Distr. (BR)	0,93	32,1%	Petrobras Distr. (BR)	0,83	28,1%
Ipiranga	0,65	22,4%	Ipiranga	0,70	23,8%
Raízen/Mime/Sabbá	0,48	16,7%	Raízen/Mime/Sabbá	0,61	20,4%
Atem's	0,27	9,3%	Atem's	0,35	11,9%
Equador	0,21	7,4%	Equador	0,22	7,5%
Outras	0,35	12,1%	Outras	0,24	8,3%
Total Geral	2,90	100,0%	Total Geral	2,96	100,0%

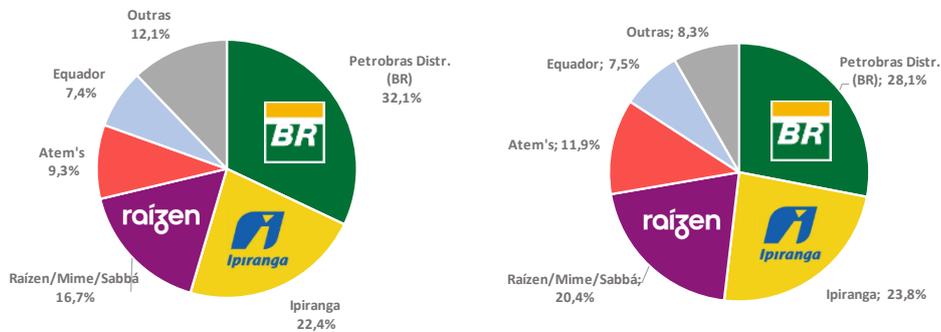


Figura 13 - Participação de mercado das distribuidoras de combustíveis nas vendas de gasolina C na Região Norte (2014 e 2018)

Fonte: Elaborado a partir de ANP (2019).

2014			2018		
Distribuidora	Volume de vendas (em bilhões de litros)	Participação de mercado (%)	Distribuidora	Volume de vendas (em bilhões de litros)	Participação de mercado (%)
Petrobras Distr. (BR)	2,99	34,7%	Petrobras Distr. (BR)	2,41	29,4%
Raízen/Mime/Sabbá	1,36	15,8%	Raízen/Mime/Sabbá	1,36	16,6%
Ipiranga	0,94	10,9%	Ipiranga	0,97	11,9%
Alesat	0,66	7,7%	Alesat	0,54	6,6%
Total Distr.	0,60	6,9%	TDC	0,49	6,0%
Outras	2,07	24,0%	Outras	2,42	29,6%
Total Geral	8,63	100,0%	Total Geral	8,19	100,0%

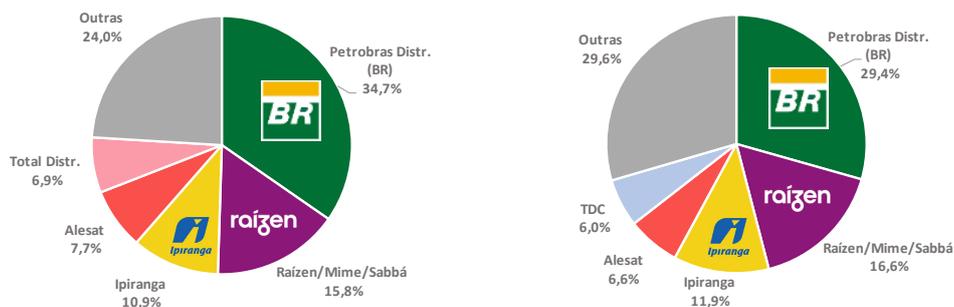


Figura 14 - Participação de mercado das distribuidoras de combustíveis nas vendas de gasolina C na Região Nordeste (2014 e 2018)

Fonte: Elaborado a partir de ANP (2019).

2014			2018		
Distribuidora	Volume de vendas (em bilhões de litros)	Participação de mercado (%)	Distribuidora	Volume de vendas (em bilhões de litros)	Participação de mercado (%)
Petrobras Distr. (BR)	1,51	36,0%	Petrobras Distr. (BR)	0,97	27,2%
Ipiranga	0,68	16,2%	Ipiranga	0,60	17,0%
Raízen/Mime/Sabbá	0,48	11,5%	Raízen/Mime/Sabbá	0,52	14,7%
Royal FIC	0,16	3,7%	TDC	0,15	4,3%
Total Distr.	0,14	3,4%	Taurus	0,13	3,6%
Outras	1,23	29,2%	Outras	1,18	33,2%
Total geral	4,20	100,0%	Total geral	3,55	100,0%

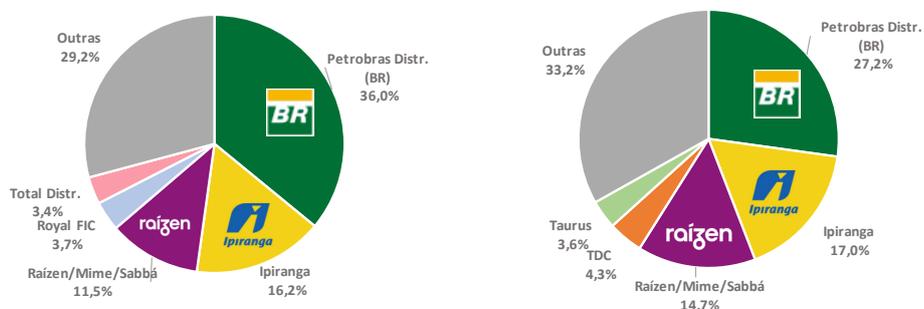


Figura 15 - Participação de mercado das distribuidoras de combustíveis nas vendas de gasolina C na Região Centro-Oeste (2014 e 2018)

Fonte: Elaborado a partir de ANP (2019).

2014			2018		
Distribuidora	Volume de vendas (em bilhões de litros)	Participação de mercado (%)	Distribuidora	Volume de vendas (em bilhões de litros)	Participação de mercado (%)
Petrobras Distr. (BR)	5,29	26,9%	Raízen/Mime/Sabbá	3,56	23,8%
Raízen/Mime/Sabbá	4,68	23,8%	Petrobras Distr. (BR)	3,32	22,2%
Ipiranga	4,19	21,3%	Ipiranga	2,88	19,3%
Alesat	1,41	7,2%	Alesat	0,80	5,4%
Aster	0,41	2,1%	Fera	0,51	3,4%
Outras	3,66	18,6%	Outras	3,85	25,8%
Total Geral	19,64	100,0%	Total Geral	14,92	100,0%

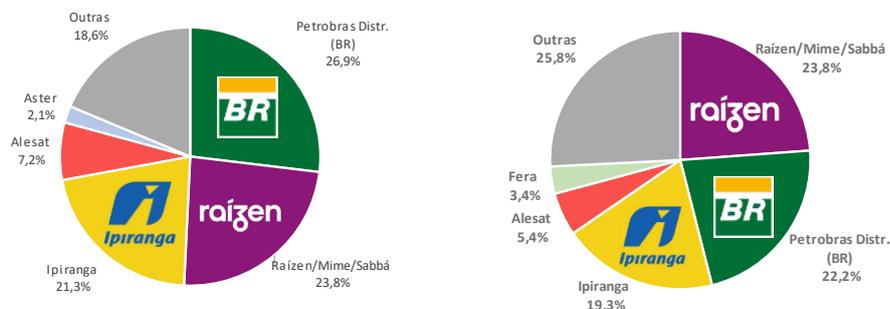


Figura 16 - Participação de mercado das distribuidoras de combustíveis nas vendas de gasolina C na Região Sudeste (2014 e 2018)

Fonte: Elaborado a partir de ANP (2019).

2014			2018		
Distribuidora	Volume de vendas (em bilhões de litros)	Participação de mercado (%)	Distribuidora	Volume de vendas (em bilhões de litros)	Participação de mercado (%)
Ipiranga	2,75	30,5%	Ipiranga	2,37	27,1%
Petrobras Distr. (BR)	1,94	21,6%	Petrobras Distr. (BR)	1,72	19,6%
Raízen/Mime/Sabbá	1,58	17,5%	Raízen/Mime/Sabbá	1,69	19,3%
Alesat	0,26	2,8%	Rodoil	0,65	7,4%
Idaza	0,24	2,7%	Ciapetro	0,32	3,6%
Outras	2,24	24,9%	Outras	2,01	23,0%
Total Geral	9,01	100,0%	Total Geral	8,74	100,0%

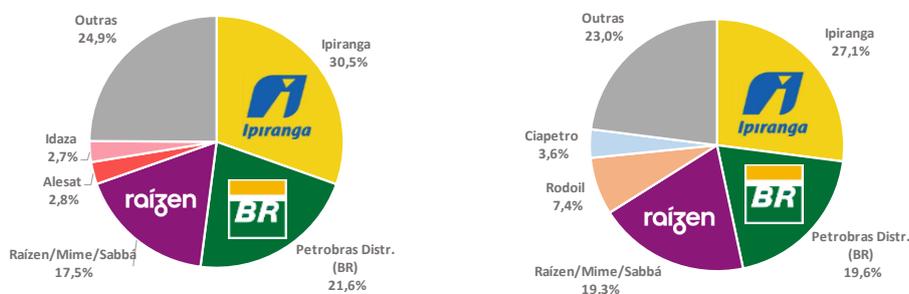


Figura 17 - Participação de mercado das distribuidoras de combustíveis nas vendas de gasolina C na Região Sul (2014 e 2018)

Fonte: Elaborado a partir de ANP (2019).

Observa-se que a queda, em âmbito nacional, do grau de concentração de mercado medido por meio do CR4 para os anos de 2014 e 2018 não se refletiu em todas as regiões do País, com as Regiões Norte e Sul tendo apresentado aumento do CR4 para o período supracitado.

Na Região Norte, houve elevação do CR4 entre 2014 e 2018, com variação de +3,7 p.p., como reflexo da elevação de representatividade das distribuidoras Raízen (+3,7 p.p.), Atem's (+2,7 p.p.) e Ipiranga (+1,3 p.p.), que mais que compensaram a queda da participação da Petrobras Distribuidora (-4,0 p.p.) no período. Já na Região Sul, houve aumento pouco expressivo do CR4 no mesmo período (+1,0 p.p.) em razão da emergência da Rodoil como quarta maior distribuidora da região, com participação de mercado de 7,4%, contra os 2,8% detidos pela Alesat em 2014.

Já nas Regiões Nordeste, Centro-Oeste e Sudeste, em consonância com a evolução no mercado nacional, houve diminuição do grau de concentração de mercado medido pelo CR4, com a maior redução sendo registrada na Região Sudeste (-8,5 p.p.), passando de 79,3% para 70,8% no período, ao passo que as regiões Nordeste e Centro-Oeste apresentaram reduções semelhantes, com variações de -4,6 p.p. e -4,2 p.p., respectivamente.

De forma geral, pode-se afirmar que a tendência comum em todas as Regiões do País foi a diminuição da participação de mercado da BR, com a maior diminuição sendo registrada na Região Centro-Oeste (-8,8 p.p.), na qual a BR detinha, em 2014, a maior participação de mercado (36,0%) na comparação com as demais Regiões. Já a menor diminuição foi verificada na Região Sudeste (-3,1 p.p.), na qual a participação de mercado da BR era, em 2014, a menor (26,9%) em 2014 dentre as Regiões.

Uma observação final é que a comentada queda do CR4 do mercado de distribuição de gasolina C de 74,3% para 68,3%, entre 2014 e 2018, significa um declínio médio anual de 1,2%. A essa taxa, mesmo se mantida de ininterrupto por um intervalo de 15 anos, as quatro maiores

distribuidoras permaneceriam com cerca de 50% do mercado. Portanto, ainda há questões afetas à concentração neste setor, motivo pelo qual mudanças mais expressivas na dinâmica competitiva podem demandar mudanças regulatórias como as comentadas adiante no documento.

3.3.3.2.2. Etanol Hidratado

No que tange ao etanol hidratado, o volume de vendas declarado pelas distribuidoras de combustíveis apresentou crescimento de 49,1% entre 2014 e 2018, apesar das expressivas variações no período, conforme exhibe a figura abaixo. Assim como no mercado de gasolina C, praticamente a totalidade do volume de etanol hidratado comercializado pelas distribuidoras teve como destino os postos de revenda de combustíveis.

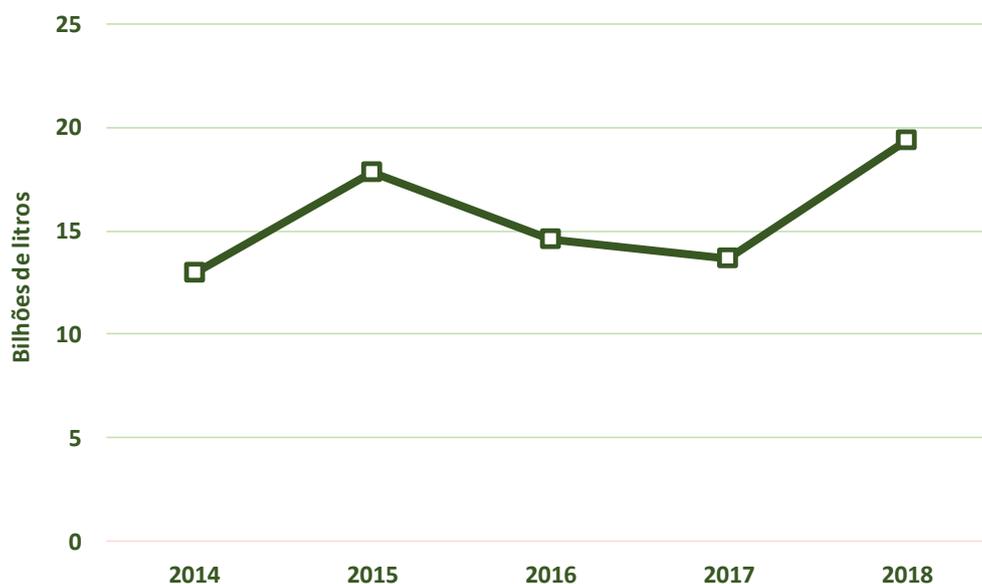


Figura 18 - Volume de Vendas de Etanol Hidratado no mercado nacional – 2014 a 2018

Fonte: Elaborado a partir de ANP (2019).

Tais variações na demanda por etanol refletem as alterações de preços relativos entre o biocombustível e a gasolina, com consequentes efeitos sobre a demanda por cada combustível. Três fatores foram fundamentais para a maior competitividade do biocombustível frente à gasolina: i) realinhamento, em 2015, dos preços da gasolina praticados no mercado doméstico aos vigentes no mercado internacional; ii) ampliação das importações de etanol proveniente dos EUA; e iii) diminuição expressiva do preço do açúcar no mercado internacional no final de 2017, favorecendo que as usinas reorientassem sua produção para etanol combustível no ano seguinte.

A próxima figura exhibe as principais companhias distribuidoras que atuavam no País, com as respectivas participações de mercado, nos anos de 2014 e 2018.

Distribuidora	2014		2018		
	Volume de vendas (em bilhões de litros)	Participação de mercado (%)	Distribuidora ²	Volume de vendas (em bilhões de litros) ³	Participação de mercado (%) ⁴
Petrobras Distr. (BR)	2,65	20,4%	Raízen/Mime/Sabbá	3,87	19,9%
Ipiranga	2,48	19,1%	Ipiranga	3,37	17,4%
Raízen/Mime/Sabbá	2,46	18,9%	Petrobras Distr. (BR)	3,35	17,3%
Petromais	0,82	6,3%	Diamante	0,98	5,0%
Gran Petro	0,67	5,1%	Petroball	0,61	3,1%
Outras	3,93	30,2%	Outras	7,22	37,2%
Total geral	13,00	100,0%	Total geral	19,39	100,0%

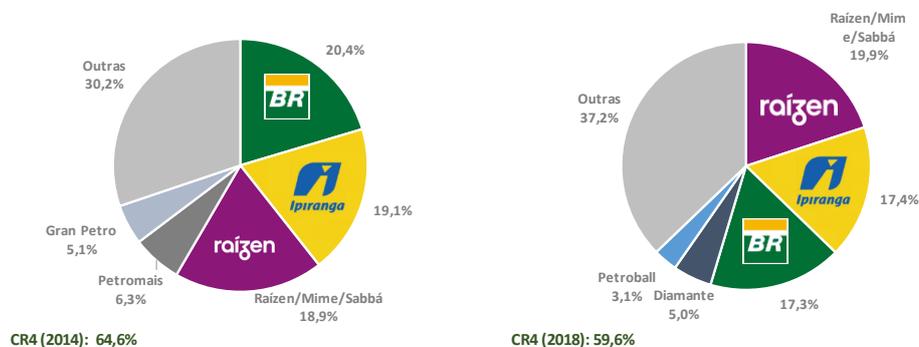


Figura 19 - Participação de mercado das distribuidoras de combustíveis nas vendas de etanol hidratado em âmbito nacional (2014 e 2018)

Fonte: Elaborado a partir de ANP (2019).

A figura anterior mostra que, dentre as três maiores distribuidoras do País, a BR foi a que apresentou maior redução em pontos percentuais de participação do mercado do etanol hidratado. Se, em 2014, a participação da então maior distribuidora na comercialização de etanol era de 20,4%, em 2018 tal participação havia declinado para 17,3%. Com isso, a BR passou da liderança na comercialização de etanol para a terceira posição. A posição de líder passou, assim, a ser ocupada pela Raízen, que apresentou nesse período crescimento de participação de 1,0 p.p. A distribuidora Ipiranga, por sua vez, apresentou perda de participação de mercado menos expressiva do que a BR, de -1,7 p.p. entre 2014 e 2018, mas que não foi suficiente para retirar a empresa do posto de segundo lugar no segmento de distribuição do biocombustível.

Essa mudança na posição de líder do mercado nacional de distribuição de etanol provavelmente deveu-se ao fato de a Raízen, como detentora de vários ativos na produção de biocombustível e agente bastante ativo na importação do biocombustível, estar melhor posicionada estrategicamente, na atual conjuntura, em relação aos seus principais concorrentes no mercado em análise.

No tocante ao nível de concentração de mercado, o indicador CR4 caiu de 64,6% em 2014, para 59,6% em 2018. Tal resultado pode ser explicado, em grande parte, pela expansão da participação de mercado das distribuidoras de menor porte (com participação individual inferior a 5,0%), de 30,2%, em 2014, para 37,2% em 2018.

Desta maneira, comparado à gasolina, o segmento de distribuição de etanol hidratado é consideravelmente menos concentrado, contando com maior presença de empresas de pequeno porte com atuação regional³⁵.

As figuras a seguir apresentam a participação de mercado das principais distribuidoras de combustíveis no volume comercializado de etanol hidratado para as respectivas Regiões do País.

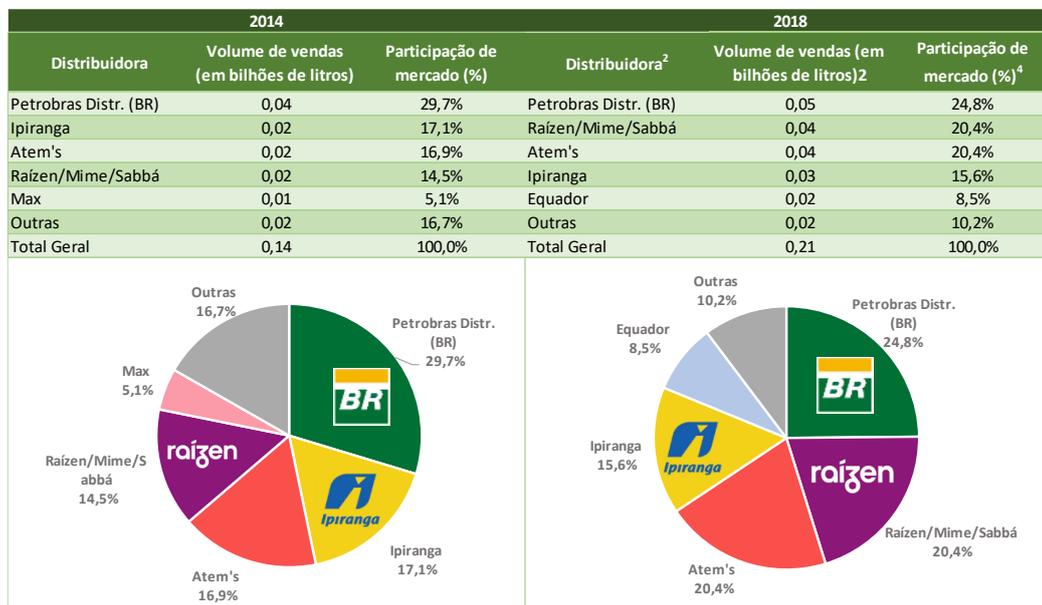


Figura 20 - Participação de mercado das distribuidoras de combustíveis nas vendas de etanol hidratado na Região Norte (2014 e 2018)

Fonte: Elaborado a partir de ANP (2019).

³⁵ Vale dizer, ainda, que, no segmento de distribuição de etanol hidratado, pode-se observar até 9 distribuidoras com participação de mercado superior a 2%, ao passo que que no de distribuição de gasolina comum são encontradas apenas 5 distribuidoras nessa condição.

2014			2018		
Distribuidora	Volume de vendas (em bilhões de litros)	Participação de mercado (%)	Distribuidora ²	Volume de vendas (em bilhões de litros) ²	Participação de mercado (%) ⁴
Petrobras Distr. (BR)	0,24	31,2%	Petrobras Distr. (BR)	0,36	23,6%
Raízen/Mime/Sabbá	0,12	15,2%	Raízen/Mime/Sabbá	0,27	17,2%
Ipiranga	0,08	10,4%	Ipiranga	0,21	13,4%
Alesat	0,05	6,9%	Setta	0,10	6,7%
Total Distr.	0,05	6,8%	Dislub	0,07	4,8%
Outras	0,23	29,6%	Outras	0,53	34,3%
Total Geral	0,77	100,0%	Total Geral	1,55	100,0%

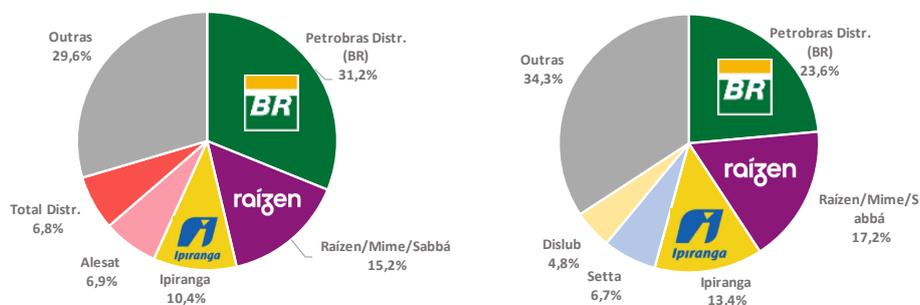


Figura 21 - Participação de mercado das distribuidoras de combustíveis nas vendas de etanol hidratado na Região Nordeste (2014 e 2018)

Fonte: Elaborado a partir de ANP (2019).

2014			2018		
Distribuidora	Volume de vendas (em bilhões de litros)	Participação de mercado (%)	Distribuidora ²	Volume de vendas (em bilhões de litros) ²	Participação de mercado (%) ⁴
Petrobras Distr. (BR)	0,40	23,9%	Petrobras Distr. (BR)	0,47	17,8%
Ipiranga	0,20	12,0%	Raízen/Mime/Sabbá	0,36	13,6%
Raízen/Mime/Sabbá	0,17	10,2%	Ipiranga	0,36	13,6%
Max	0,08	4,9%	Araguaia	0,20	7,5%
Continental	0,08	4,6%	Max	0,11	4,1%
Outras	0,74	44,5%	Outras	1,15	43,4%
Total geral	1,67	100,0%	Total geral	2,66	100,0%

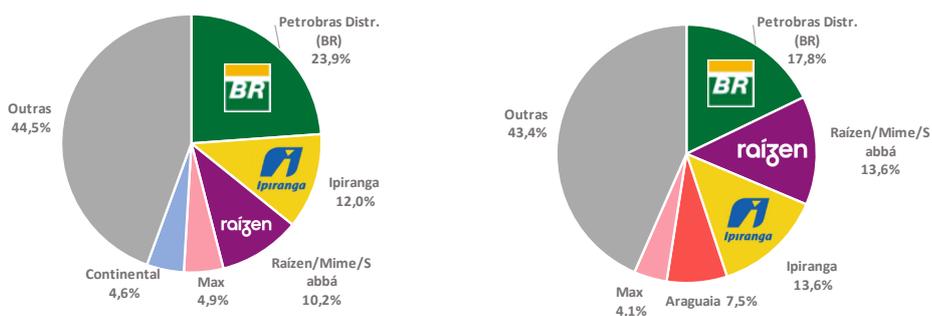


Figura 22 - Participação de mercado das distribuidoras de combustíveis nas vendas de etanol hidratado na Região Centro-Oeste (2014 e 2018)

Fonte: elaborado a partir de ANP (2019).

2014			2018		
Distribuidora	Volume de vendas (em bilhões de litros)	Participação de mercado (%)	Distribuidora ²	Volume de vendas (em bilhões de litros) ²	Participação de mercado (%) ⁴
Raízen/Mime/Sabbá	1,94	21,7%	Raízen/Mime/Sabbá	2,87	21,7%
Ipiranga	1,80	20,1%	Ipiranga	2,40	18,1%
Petrobras Distr. (BR)	1,74	19,4%	Petrobras Distr. (BR)	2,20	16,6%
Petromais	0,76	8,5%	Diamante	0,98	7,4%
Gran Petro	0,66	7,4%	Petrozara	0,58	4,4%
Outras	2,05	22,9%	Outras	4,23	31,9%
Total Geral	8,96	100,0%	Total Geral	13,25	100,0%

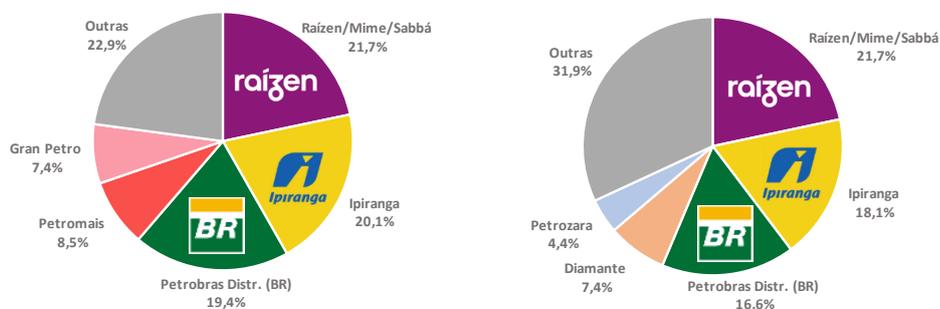


Figura 23 - Participação de mercado das distribuidoras de combustíveis nas vendas de etanol hidratado na Região Sudeste (2014 e 2018)

Fonte: Elaborado a partir de ANP (2019).

2014			2018		
Distribuidora	Volume de vendas (em bilhões de litros)	Participação de mercado (%)	Distribuidora ²	Volume de vendas (em bilhões de litros) ²	Participação de mercado (%) ⁴
Ipiranga	0,37	25,4%	Ipiranga	0,37	21,2%
Petrobras Distr. (BR)	0,23	15,5%	Alpes	0,37	21,2%
Orca	0,22	14,9%	Raízen/Mime/Sabbá	0,33	18,8%
Raízen/Mime/Sabbá	0,21	14,5%	Petrobras Distr. (BR)	0,27	15,6%
Santaren	0,07	4,6%	Petroalcool	0,06	3,6%
Outras	0,37	25,1%	Outras	0,34	19,5%
Total Geral	1,46	100,0%	Total Geral	1,73	100,0%

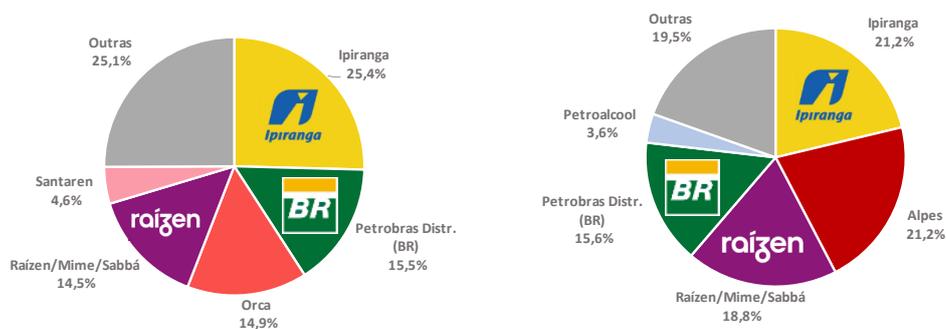


Figura 24 - Participação de mercado das distribuidoras de combustíveis nas vendas de etanol hidratado na Região Sul (2014 e 2018)

Fonte: Elaborado a partir de ANP (2019).

Ressalte-se que a despeito da diminuição, em âmbito nacional, da concentração de mercado registrada entre 2014 e 2018 no segmento de etanol hidratado, houve aumento do correspondente CR4 em três das cinco Regiões do País no mesmo período, com a maior elevação sendo apurada na Região Sul (+6,5 p.p.), seguida pelas Regiões Norte (+3,0 p.p.) e Centro-Oeste (+1,5 p.p.). Já a queda do CR4 na comercialização de etanol hidratado foi verificada nas Regiões

Sudeste (-6,0 p.p.) e Nordeste (-2,7 p.p.), nas quais concentraram, somadas, 76,3% do volume de etanol hidratado comercializado em 2018, fato esse que contribui para explicar a queda de concentração de mercado apurada em âmbito nacional no mesmo período.

No tocante a distribuição de mercado entre as empresas do setor, a distribuidora BR teve redução de participação nas três Regiões nas quais detém a posição de líder (Norte, Nordeste e Centro-Oeste), com variações de -4,9 p.p., -7,6 p.p. e -6,1 p.p, respectivamente. Já na Região Sul, a BR obteve incremento de 0,1 p.p na participação de mercado entre 2014 e 2018, porém isso não impediu que a empresa passasse da condição de vice-líder do mercado para a quarta posição nesse período. Por fim, na Região Sudeste, principal centro consumidor de etanol hidratado no País, a BR perdeu 2,9 p.p. de participação de mercado no período, mas manteve-se como terceira maior distribuidora nesse segmento. Vale frisar que, na Região em análise, as três maiores distribuidoras atuantes na distribuição de etanol, quais sejam, Raízen/MIME/Sabbá, Ipiranga e BR, mantiveram suas posições relativas, com as maiores mudanças ocorrendo nas posições imediatamente inferiores, com Petromais e Gran Petro cedendo as quarta e quinta posições, ocupadas em 2014, para as empresas Diamante e Petrozara em 2018, respectivamente.

Por último, a diminuição do CR4 do mercado de distribuição do etanol hidratado de 64,6%, em 2014, para 59,6%, em 2018, representa uma taxa média anual de decréscimo de 1%.

3.3.3.2.3. Óleo Diesel

No que tange ao diesel³⁶ (abrangendo os tipos rodoviário e não rodoviário³⁷), o volume de vendas declarado pelas distribuidoras de combustíveis apresentou, entre 2014 e 2018, expressiva redução de 7,4%, conforme mostra a próxima figura. Essa queda, na comparação com 2014, chegou a alcançar quase 10,0% em 2016, consequência de dois anos sucessivos de recessão econômica. A lenta recuperação da atividade econômica nos dois anos subsequentes não permitiu que o volume comercializado de diesel retornasse aos níveis registrados em 2014. Nem mesmo o programa de subvenção econômica ao óleo diesel, implantado em resposta à greve dos caminhoneiros em maio de 2018, foi capaz de reverter esse quadro.

³⁶ Os dados relativos ao óleo diesel referem-se ao total comercializado do produto, sem distinção quanto ao uso final do mesmo (ou seja, se utilizado como combustível líquido automotivo ou em centrais térmicas, por exemplo).

³⁷ Óleo diesel (S10 e S500) de uso rodoviário é utilizado pelos veículos automotivos, máquinas agrícolas, máquinas de construção e máquinas industriais. Já o óleo diesel S1800 de uso não rodoviário é usado nas atividades de mineração a céu aberto, transporte ferroviário e geração de energia elétrica (outorgado pela ANEEL como produtor independente de energia ou serviço público). Por fim, o óleo diesel marítimo (DMA/DMB) é utilizado pelas embarcações. Para mais informações sobre os atos normativos referentes à especificação do óleo diesel, consultar < <http://www.anp.gov.br/petroleo-derivados/155-combustiveis/1857-oleo-diesel>>.



Figura 25 - Volume de Vendas de Diesel no mercado nacional – 2014 a 2018

Fonte: elaborado a partir de ANP (2019).

Cabe destacar que, ao contrário dos mercados de gasolina C e etanol hidratado, volume significativo do diesel foi destinado aos consumidores finais e TRRs, conforme ilustra a Figura 16.

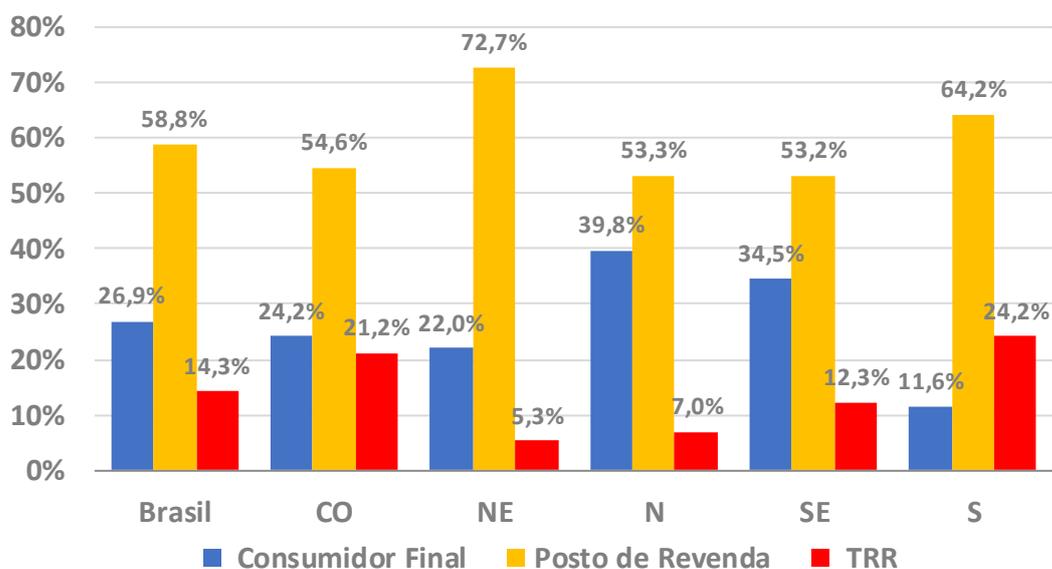


Figura 26 - Principais destinatários do diesel (rodoviário e não rodoviário) comercializado pelas distribuidoras no mercado nacional - 2018

Fonte: Elaborado a partir de ANP (2019).

Como se pode notar, embora postos de revenda ainda tenham sido os principais destinatários do produto, com participação de 58,8% em âmbito nacional, os consumidores finais e os TRRs representaram 26,9% e 14,3%, respectivamente, do volume de diesel comercializado pelas distribuidoras. Tal fato justifica-se, segundo estudo da ANP (2016): (i) pela existência de agentes com frota própria de veículos movidos a diesel e que adquirem o produto diretamente das

distribuidoras; (ii) pela presença de propriedades, sobretudo rurais, distantes de postos de revenda, que tem sua demanda por diesel atendidas por TRRs ou pontos próprios de abastecimento; (iii) pelo fato de o produto ser utilizado por usinas termelétricas para a geração de energia elétrica; e (iv) pelo fato de os TRRs, ao contrário do que ocorre com o etanol e a gasolina, não serem proibidos de comercializar o diesel.

A maior participação dos consumidores finais na demanda de diesel foi verificada na Região Norte (39,8%), em função do maior uso do combustível na geração termelétrica. Já os TRRs apresentaram uma demanda por diesel mais significativa nas Regiões Sul e Centro-Oeste, com 24,2% e 21,2%, respectivamente, por se constituírem em importantes centros de produção agropecuária.

A figura abaixo mostra as principais companhias distribuidoras que atuavam na comercialização de diesel em âmbito nacional, com as respectivas participações no mercado de diesel, nos anos de 2014 e 2018.

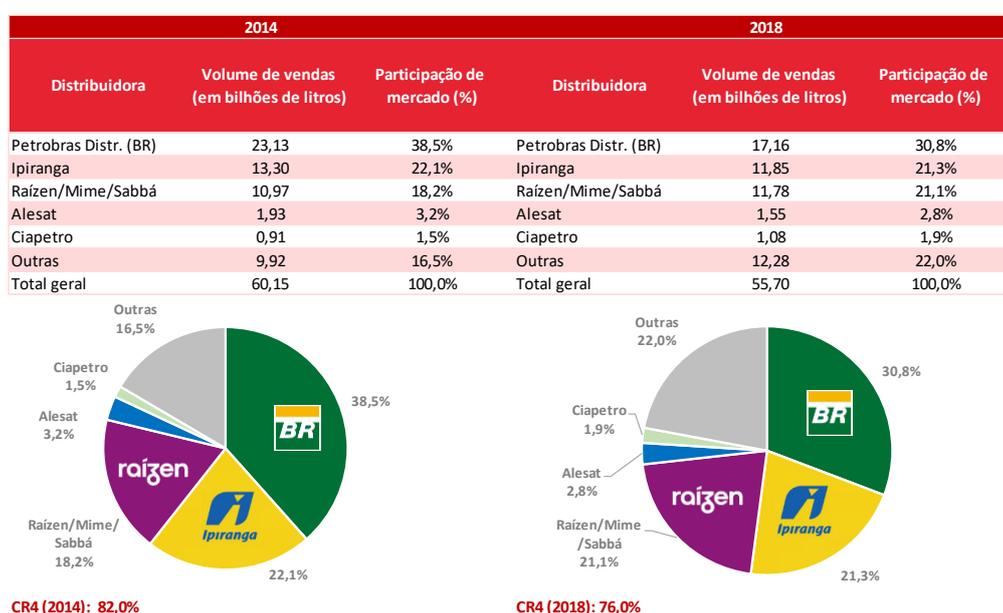


Figura 27- Participação de mercado das distribuidoras de combustíveis nas vendas totais de diesel (rodoviário e não rodoviário) em âmbito nacional (2014 e 2018)

Fonte: Elaborado a partir de ANP (2019).

Como se pode observar, o principal destaque foi o expressivo declínio na participação da BR no mercado de distribuição de óleo diesel, passando de 38,5% para 30,8% entre 2014 e 2018, reduzindo, assim, a sua distância em relação à segunda colocada para 9,5 p.p., contra 16,4 p.p. registrada em 2014. A Ipiranga, apesar da redução de 0,8 p.p. no período, conseguiu manter a segunda posição, com participação atual de 21,3%, seguida de perto pelo grupo Raízen, com 21,1%, o qual obteve expansão de 2,9 p.p. no período analisado.

Concomitantemente, as distribuidoras de menor porte (“Outras”) obtiveram, conjuntamente, aumento de participação de mercado, passando de 16,5% para 22,0% entre 2014 e 2018.

Essa redução da participação de mercado da BR pode ser explicada pelo reposicionamento estratégico da Petrobras a partir de 2016, com menor utilização da capacidade instalada no

refino nacional e diminuição da sua participação nas importações de diesel, o que abriu espaço para os demais concorrentes no mercado. Quanto a este último fator, cabe destacar que a participação da Petrobras nas importações de diesel A, que superava 80,0% em 2015, alcançou 20,1% em agosto de 2019, conforme edição do Relatório Executivo da ANP de outubro de 2019.

No que se refere à razão de concentração de mercado, o índice CR4 do mercado de distribuição de diesel passou de 82,0% para 76,0% entre 2014 e 2018.

Interessante notar ainda que, dentre as 20 principais distribuidoras de óleo diesel do País, apenas cinco apresentaram redução em seus volumes vendidos, das quais três estão dentre as cinco maiores do País, (BR, Ipiranga e Alesat). Isso indica, mais uma vez, a ascensão apresentada pelas pequenas e médias distribuidoras às custas do declínio dos grandes agentes do mercado, principalmente da Petrobras.

As figuras a seguir apresentam a participação de mercado das principais distribuidoras de combustíveis no volume comercializado de óleo diesel (rodoviário e não rodoviário) para as respectivas Regiões do País (Norte, Nordeste, Centro-Oeste, Sudeste e Sul).

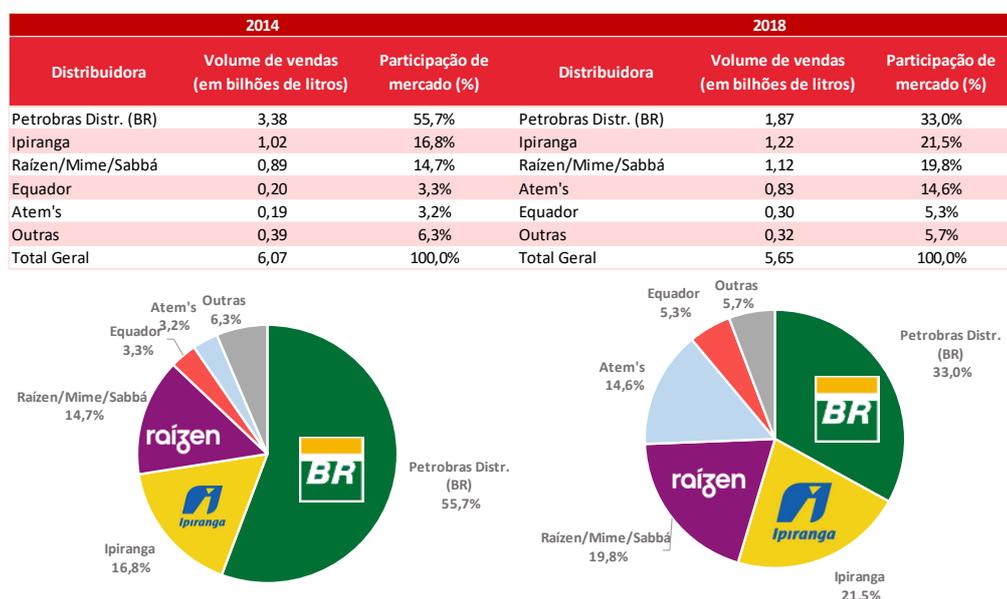


Figura 28 - Participação de mercado das distribuidoras de combustíveis nas vendas totais de diesel (rodoviário e não rodoviário) na Região Norte (2014 e 2018)

Fonte: Elaborado a partir de ANP (2019).

2014			2018		
Distribuidora	Volume de vendas (em bilhões de litros)	Participação de mercado (%)	Distribuidora	Volume de vendas (em bilhões de litros)	Participação de mercado (%)
Petrobras Distr. (BR)	4,61	45,3%	Petrobras Distr. (BR)	3,25	36,5%
Raízen/Mime/Sabbá	1,61	15,8%	Raízen/Mime/Sabbá	1,64	18,4%
Ipiranga	1,11	10,9%	Ipiranga	1,08	12,2%
Alesat	0,52	5,1%	Alesat	0,48	5,3%
Total Distr.	0,45	4,4%	Larco	0,38	4,2%
Outras	1,89	18,5%	Outras	2,08	23,4%
Total Geral	10,20	100,0%	Total Geral	8,92	100,0%

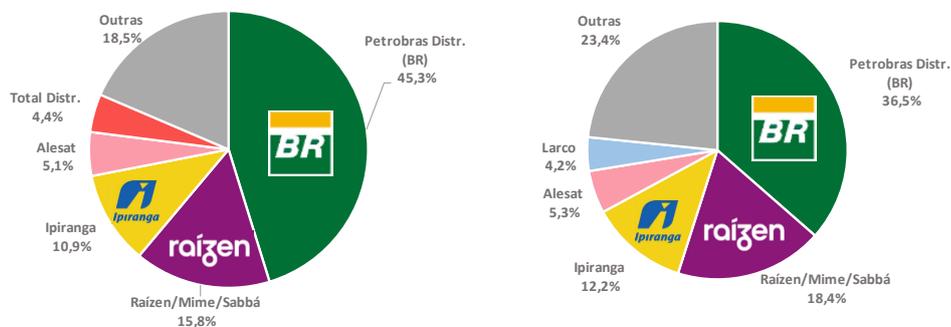


Figura 29 - Participação de mercado das distribuidoras de combustíveis nas vendas totais de diesel (rodoviário e não rodoviário) na Região Nordeste (2014 e 2018)

Fonte: Elaborado a partir de ANP (2019).

2014			2018		
Distribuidora	Volume de vendas (em bilhões de litros)	Participação de mercado (%)	Distribuidora	Volume de vendas (em bilhões de litros)	Participação de mercado (%)
Petrobras Distr. (BR)	3,26	42,1%	Petrobras Distr. (BR)	2,22	30,6%
Ipiranga	1,15	14,9%	Raízen/Mime/Sabbá	1,34	18,5%
Raízen/Mime/Sabbá	0,94	12,1%	Ipiranga	1,20	16,6%
Taurus	0,28	3,6%	Royal FIC	0,26	3,6%
Royal FIC	0,25	3,2%	Taurus	0,22	3,1%
Outras	1,86	24,0%	Outras	1,99	27,6%
Total geral	7,75	100,0%	Total geral	7,24	100,0%

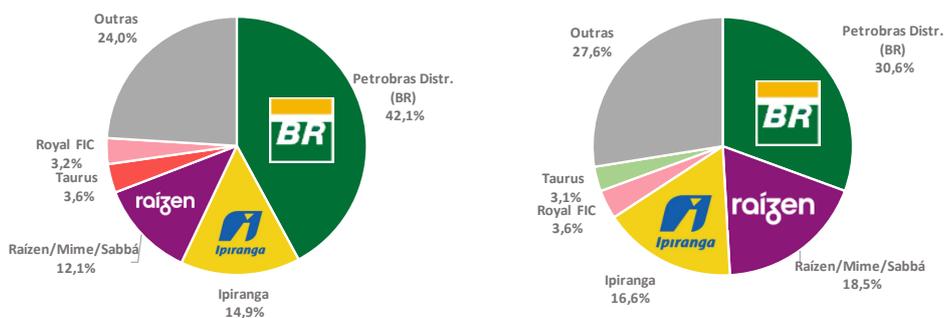


Figura 30 - Participação de mercado das distribuidoras de combustíveis nas vendas totais de diesel (rodoviário e não rodoviário) na Região Centro-Oeste (2014 e 2018)

Fonte: Elaborado a partir de ANP (2019).

2014			2018		
Distribuidora	Volume de vendas (em bilhões de litros)	Participação de mercado (%)	Distribuidora	Volume de vendas (em bilhões de litros)	Participação de mercado (%)
Petrobras Distr. (BR)	8,50	34,5%	Petrobras Distr. (BR)	6,57	29,4%
Ipiranga	6,57	26,7%	Ipiranga	5,43	24,3%
Raízen/Mime/Sabbá	5,41	21,9%	Raízen/Mime/Sabbá	5,40	24,2%
Alesat	0,92	3,7%	Alesat	0,73	3,3%
Ciapiro	0,44	1,8%	Ciapiro	0,56	2,5%
Outras	2,82	11,4%	Outras	3,64	16,3%
Total Geral	24,66	100,0%	Total Geral	22,34	100,0%

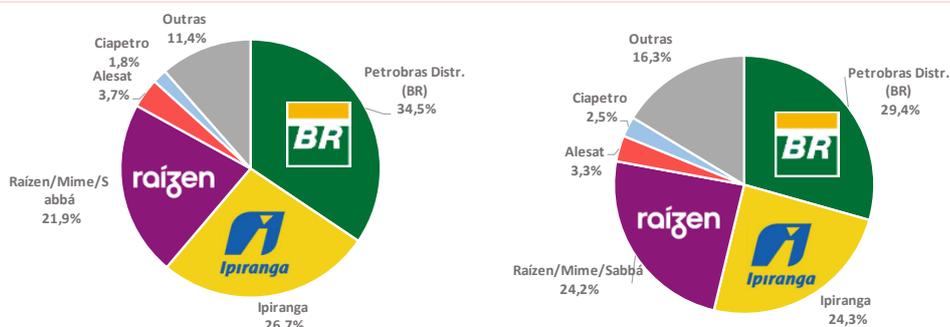


Figura 31 - Participação de mercado das distribuidoras de combustíveis nas vendas totais de diesel (rodoviário e não rodoviário) na Região Sudeste (2014 e 2018)

Fonte: Elaborado a partir de ANP (2019).

2014			2018		
Distribuidora	Volume de vendas (em bilhões de litros)	Participação de mercado (%)	Distribuidora	Volume de vendas (em bilhões de litros)	Participação de mercado (%)
Ipiranga	3,44	30,3%	Petrobras Distr. (BR)	3,26	28,3%
Petrobras Distr. (BR)	3,36	29,6%	Ipiranga	2,85	24,9%
Raízen/Mime/Sabbá	2,12	18,6%	Raízen/Mime/Sabbá	2,28	19,8%
Ciapiro	0,29	2,5%	Rodoil	0,49	4,3%
Alesat	0,21	1,8%	Ciapiro	0,34	3,0%
Outras	1,95	17,2%	Outras	2,28	19,8%
Total Geral	11,37	100,0%	Total Geral	11,51	100,0%

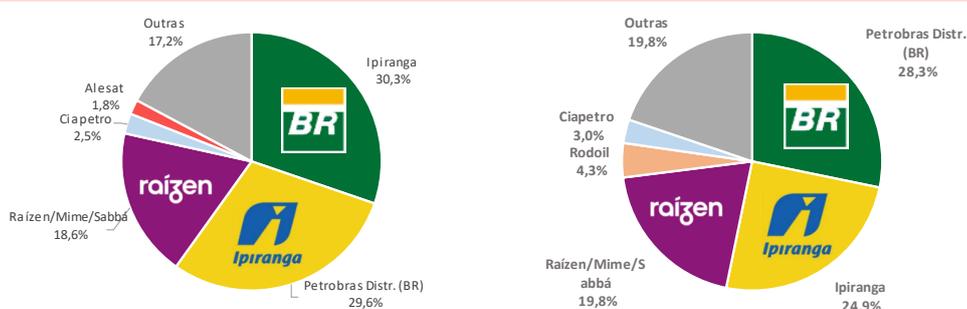


Figura 32 - Participação de mercado das distribuidoras de combustíveis nas vendas totais de diesel (rodoviário e não rodoviário) na Região Sul (2014 e 2018)

Fonte: Elaborado a partir de ANP (2019).

Observa-se que, em consonância com o comportamento registrado em âmbito nacional, o CR4 em todas as cinco Regiões do País registrou queda no segmento de distribuição de óleo diesel entre 2014 e 2018. As alterações mais expressivas foram registradas na Regiões Sudeste (-5,6%) e Nordeste (- 4,6%), seguidas pelas regiões Sul (- 3,7 p.p.), Centro-Oeste (-3,4 p.p.) e Norte (-1,5 p.p.). Com exceção da Região Norte, tal desconcentração nos referidos mercados regionais

ocorreu graças ao aumento da participação das distribuidoras de pequeno e médio porte (denominada como “Outras”, composta desde a sexta maior distribuidora até a menor distribuidora do mercado), com destaque para a Região Sudeste, com avanço de 4,9 p.p. no período, seguida de perto da Região Nordeste (+4,8 p.p.).

No tocante ao processo competitivo entre os diferentes agentes de distribuição, nota-se que a BR perdeu participação de mercado, entre 2014 e 2018, em todas as Regiões do País, com a maior perda relativa sendo observada na Região Norte (- 22,7 p.p.), com reduções expressivas de participação sendo verificadas também nas Regiões Centro-Oeste (-11,5 p.p.) e Nordeste (- 8,7 p.p.). Já a menor redução de participação de mercado pela BR foi registrada na Região Sul (- 1,3 p.p.) e, com isso, a empresa conseguiu assumir a liderança no segmento, superando a distribuidora Ipiranga, a qual teve diminuição de 5,3 p.p. no período analisado.

Por fim, a redução do CR4 do mercado de distribuição do mercado de óleo diesel B de 82,0% para 76,0%, entre 2014 e 2018. De todo modo, a concentração ainda é elevada. Nota-se, então, novamente que mudanças mais significativas na concorrência podem demandar aperfeiçoamentos na regulação, que são explorados nas seções dedicadas às restrições normativas de relações comerciais e arranjos societários na cadeia produtiva de combustíveis.

3.4. Restrições regulatórias a arranjos comerciais e societários

3.4.1. Restrições a arranjos comerciais

No início de 2018, a Portaria MME nº 9/2018 instituiu o Grupo de Trabalho (GT) com o objetivo de identificar, analisar e sugerir ações necessárias para incentivar investimentos em infraestrutura, especificamente em atividades dos setores de refino de petróleo e de petroquímica, no País. As 10 medidas propostas pelo GT são as seguintes:

- I - **promover ambiente de mercado competitivo e condições adequadas ao ingresso de novos agentes no setor;**
 - II - promover a garantia das condições de acesso a terceiros a infraestrutura de movimentação de petróleo e seus derivados, resguardada a preferência de uso do proprietário;
 - III - promover a racionalidade e a simplificação tributária para o setor de refino e petroquímica;
 - IV - estimular a celebração de atos internacionais para atração de investimentos nos setores de refino e petroquímica;
 - V - considerar a produção de derivados em Zonas de Processamento de Exportação;
 - VI - harmonizar os programas de desenvolvimento dos mercados de biocombustíveis e de combustíveis fósseis;
 - VII - identificar e mitigar potenciais barreiras institucionais, legais e regulatórias que inibam o desenvolvimento de instrumentos de mercados de futuros para a proteção dos agentes;
 - VIII - identificar e eliminar potenciais barreiras para implementação de unidades de refino e petroquímica;
 - IX - estimular o processamento de petróleo proveniente de bacias sedimentares terrestres em unidades de refino e petroquímica no País; e
 - X - **avaliar a viabilidade da prestação de serviços do refinador para outros segmentos.**
- (Grifos nossos)

O exposto é mais um indicativo dos esforços da administração pública federal na promoção de um ambiente mais competitivo na indústria de refino e, portanto, confere amparo adicional ao trabalho desenvolvido neste documento. Das propostas do GT de 2018, destaca-se a relativa à prestação de serviços de refinador. A proposta converge com o foco particular desta seção que trata de restrições às relações comerciais entre agentes do setor decorrentes da regulação. As restrições, ao cercear as opções de comércio disponíveis aos agentes, podem dificultar o trabalho do mercado de selecionar os modelos de negócios mais eficientes.

As vedações às relações de comércio avaliadas nas páginas seguintes são as que alcançam especificamente o produtor e o importador de combustíveis, bem como o TRR. No caso do produtor, discutem-se as vedações à realização de mistura de combustível fóssil com biocombustível e à venda direta para postos revendedores. No caso do importador e TRR, discorrem-se sobre as restrições de comercialização explicitadas nas Resoluções ANP nº 777/2019 e nº 8/2007, respectivamente.

Como já se observou, a análise a seguir pode oferecer subsídios para o aprimoramento regulatório do *downstream* da indústria de petróleo, em prol da concorrência e do bem-estar do consumidor. As contribuições podem, especialmente, auxiliar os estudos e trabalhos da ANP no escopo da TPC nº 03/2018, sobre verticalização da cadeia produtiva de combustíveis.

Primeiramente, apresenta-se panorama da operação dos agentes elencados e sua respectiva base normativa. Em seguida, exige-se o problema regulatório em apreço e depois se desenvolve a análise econômica correlata, que se ancora no referencial teórico descrito relativo às economias de integração vertical e fundamentos para implementação de políticas de desverticalização. As experiências internacionais também oferecem fundamentação empírica para o trabalho, evidenciando situações diversas em que não se impõem as restrições em tela. Após a análise econômica, mostram-se propostas de aprimoramento regulatório para cada um dos agentes. Comentam-se ainda os efeitos esperados da proposta sobre o bem-estar do consumidor.

3.4.1.1. Caso do produtor

No Brasil, a produção de derivados de petróleo pode ocorrer por meio de refinarias, centrais petroquímicas e formuladores de combustíveis³⁸. Os derivados podem ser comercializados nas formas líquidas, gasosas ou sólidas, sendo utilizados pelos consumidores finais como combustíveis ou como insumos em plantas industriais.

Apesar da variedade dos tipos de produtores e de derivados de petróleo, as análises apresentadas neste relatório serão restritas às refinarias de petróleo, que concentram a produção de combustíveis líquidos derivados de petróleo no país.

A atividade de refino é uma das etapas da cadeia produtiva da indústria do petróleo, englobando um conjunto de atividades destinadas à transformação de petróleo, de gás natural e de outros

³⁸ A atividade de formulação de combustíveis consiste na produção de gasolina e óleo diesel por meio da mistura mecânica de hidrocarbonetos líquidos. <http://www.anp.gov.br/producao-de-derivados-de-petroleo-e-processamento-de-gas-natural/petroleo/formulador-de-combustivel>

produtos. É uma das atividades previstas na Lei nº 9.478/1997, cuja exploração exige a observância de requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos pela ANP.

As etapas de produção da atividade estão detalhadas por meio da Resolução ANP nº 16/2010, conforme detalhado no trecho a seguir:

(...)complexo industrial que processa como matéria-prima Petróleo, além de processar também derivados de petróleo, gás natural e seus derivados, frações de petróleo e outros produtos, produzindo derivados gasosos, líquidos e sólidos, tais como gás combustível, gás liquefeito de petróleo (GLP), naftas, solventes, gasolinas, querosenes, óleo diesel, lubrificantes, óleos combustíveis, asfaltos, coque e frações de petróleo, necessariamente por meio de processos físicos e químicos de refino, que podem incluir aquecimento, resfriamento, compressão, dessalgação, fracionamento, absorção, extração, conversão catalítica e térmica e tratamentos catalíticos ou não catalíticos.

Considerando informações referentes ao ano de 2018, as plantas de refino foram responsáveis por 96,3% da produção total de derivados, energéticos e não energéticos, produzidos no país. Dentre o total de derivados produzidos pelas refinarias, aproximadamente, 87% correspondem a derivados energéticos, com uma concentração de produção de gasolina e óleo diesel. A importância das refinarias para o atendimento do mercado de derivados pode ser visualizada por meio da tabela a seguir com mais de 96% na oferta total:

Tabela 6 - Oferta de derivados de petróleo, energéticos e não-energéticos, por tipo de unidade produtora - 2018

Derivados de petróleo	Produção (m ³)				
	Refinarias	Centrais petroquímicas	UPGNs	Outros produtores	Total
Total	104.195.592	1.490.706	2.471.388	49.687	108.207.373
Energéticos	90.167.491	1.490.706	2.471.388	44.399	94.173.983
Gasolina A	23.706.870	1313.703		44.399	25.064.972
Gasolina de aviação	46.220	-		-	46.220
GLP ¹	7.435.607	177.003	2.471.388	-	10.083.998
Óleo combustível ²	10.716.336	-		-	10.716.336
Óleo diesel ³	41880.465	-		-	41880.465
QAV	6.376.333	-		-	6.376.333
Querosene iluminar	5.659	-		-	5.659
Outros ⁴	-			-	-
Não energético:	14.028.101	-	-	5.288	14.033.389
Asfalto	1899.816	-	-	-	1899.816
Coque ⁵	4.468.572	-		-	4.468.572
Nafta ⁶	4.050.231	-		-	4.050.231
Óleo lubrificante	602.881	-		-	602.881
Parafina	126.197	-		-	126.197
Solvente	330.417	-		5.288	335.705
Outros ⁷	2.549.988	-		-	2.549.988

Fontes: ANP, conforme Resolução ANP nº 729/2018 e Petrobras.

Atualmente, existem 17 refinarias no Brasil. Dentre esses ativos, 13 pertencem à Petrobras, que concentra 99% da capacidade de produção de derivados das plantas de refino. Essas refinarias apresentam grande relevância para o abastecimento do mercado interno, uma vez que foram responsáveis por, aproximadamente, 95% da produção de derivados em 2018 (ANP, 2019).

3.4.1.1.1. Base normativa

A atividade de refino é regulada por meio da Resolução ANP nº 16/2010 que, além de estabelecer os requisitos de construção e operação, define outros tipos de obrigações, como, por exemplo, informações sobre as paradas programadas e a eventual redução de capacidade instalada da planta de refino.

O **art. 1º** da Resolução ANP nº 16/2010 especifica os tipos de atividades ou de intervenção da planta de refino regulados pela ANP. Essa atividade abrange a construção, modificação, ampliação de capacidade e operação de Refinaria de Petróleo, condicionada à prévia e expressa autorização da ANP.

Além dos requisitos necessários para construção e início das atividades, a regulação da atividade apresenta regras de vedação de comercialização, definindo objetivamente as etapas à jusante da atividade de refino que não podem ser objeto de arranjos comerciais (**art. 18**). Dessa forma, as refinarias não podem comercializar derivados com transportador-revendedor-retalhista, posto escola, distribuidor de combustível inadimplente com a contratação do Programa de Monitoramento da Qualidade dos Combustíveis (PMQC) e revendedores varejistas.

As regras de estoques mínimos operacionais de gasolina e diesel, bem como a respectiva metodologia de cálculo são estabelecidas por meio da Resolução ANP nº 45/2013. Uma das justificativas apresentadas no preâmbulo da referida resolução é a necessidade de garantia do abastecimento nacional de combustíveis.

Da mesma forma como ocorre com os distribuidores, os produtores de derivados de petróleo (refinarias, formuladores ou centrais petroquímicas autorizadas a produzir gasolina A e óleo diesel A) também estão sujeitos às regras de estoques mínimos de gasolina A e de óleo diesel A que variam segundo a localização da região geográfica dos estoques.

Portanto, os refinadores de petróleo deverão assegurar estoques semanais médios de gasolina A, de óleo diesel A S10 e de óleo diesel A S500, iguais ou superiores ao estoque mínimo requerido que depende, por sua vez, do volume comercializado entre o produtor e o distribuidor no mês corrente do ano anterior.

A Resolução ANP nº 45/2013 discrimina por grupo de unidades da federação a quantidade de dias considerado no cálculo do estoque mínimo requerido, conforme pode ser observado na Tabela 7 - Estoque do produtor de gasolina e diesel Tabela 7.

Tabela 7 - Estoque do produtor de gasolina e diesel

Local de manutenção de estoques		Unidade Federada (UF)	Quantidade de dias
1	Unidades Federadas da Região Norte, exceto TO	AC, AM, RO, RR, PA e AP	5
2	TO e Unidades Federadas da Região Nordeste	BA, SE, AL, PE, PB, RN, CE, PI, MA e TO	5
3	Unidades Federadas da Região Centro-Oeste e Sudeste	ES, MG, MS, MT, RJ, SP, DF e GO	3
4	Unidades Federadas da Região Sul	PR, SC e RS	3

Fonte: ANP (2013).

Com base nas informações acima expostas, a Resolução ANP nº 45/2013 apresenta a fórmula de cálculo do estoque mínimo requerido de gasolina A, de óleo diesel A S10 e de óleo diesel A S500 para cada produtor desses derivados.

Além das regras de estoque mínimo e das vedações à comercialização entre agentes da cadeia, existem também regulações que disciplinam a operacionalização da mistura de derivados de petróleo pelos produtores.

A mistura de óleo diesel A com biodiesel poderá ser operacionalizada pelas refinarias de petróleo e distribuidores, conforme disposto no **art. 3º** da Resolução ANP nº 45/2014, que trata da produção e comercialização de biodiesel e no **art. 17** da Resolução ANP nº 777/2019, que regulamenta a atividade de comércio exterior para a Indústria do Petróleo, Gás Natural, Biocombustíveis e derivados.

No entanto, há vedação à produção de gasolina C pelas refinarias, pois esses agentes não podem realizar a mistura de etanol anidro e gasolina A, conforme dispõem os **art. 5º** da Resolução ANP nº 40/2013 e **art. 17** da Resolução ANP nº 777/2019.

Assim, as principais resoluções que orientam a atividade de refino de petróleo e seus derivados e que, portanto, os agentes estão submetidos são as que seguem:

- i. **Resolução ANP nº 16, 10 de junho de 2010** - regulamenta a atividade de refino de petróleo;
- ii. **Resolução ANP nº 40, de 25 de outubro de 2013** - regula as especificações das gasolinas de uso automotivo e veda a mistura de gasolina A e etanol anidro nas plantas de refino;
- iii. **Resolução ANP nº 45, de 22 de novembro de 2013** - regula a formação de estoque de estoques pelos produtores e distribuidores de derivados de petróleo;
- iv. **Resolução ANP nº 777, de 09 de dezembro de 2019** – regulamenta a atividade de comércio exterior de biocombustíveis, petróleo, gás natural e derivados.

3.4.1.1.2. Problema Regulatório

As descritas regras regulatórias acima não permitem a venda direta de combustíveis entre as refinarias e os agentes revendedores varejistas (postos de combustíveis). As vedações à venda direta do produtor para postos revendedores e à realização de mistura para produção de gasolina C são o objeto de análise e formulação de propostas das seções seguintes.

Em relação à mistura de gasolina A e etanol anidro para produzir gasolina C, a exclusividade dos distribuidores de combustíveis para conduzir o procedimento resulta da art. 5º da Resolução ANP nº 40/2013 e do art. 17, § 2º da Resolução ANP nº 777/2019, também supracitado. A exclusividade implica também que importadores autorizados pela ANP não podem elaborar a referida mistura, ou adquiri-la no exterior, como se detalha adiante.

As descritas vedações refletem modelo regulatório de separação vertical estrutural comentado anteriormente. Em que pese a motivação de limitar poder de mercado de incumbentes que atuam em segmentos não competitivos da cadeia produtiva, as regras de desverticalização podem ter efeito contrário ao esperado sobre a concorrência e o bem-estar do consumidor. As próximas seções apresentam mais elementos para análise do assunto, com informações mais específicas das situações tratadas.

3.4.1.1.3. Análise

3.4.1.1.3.1. Vedação à venda direta

A Refinaria Dax Oil, durante oitiva realizada no âmbito do art. 2º da Resolução CNPE nº 12/2019, manifestou que não há razões para a proibição da venda direta das refinarias para os postos revendedores, inclusive, cita a possibilidade de queda de preço com o fim da intermediação.

Analogamente, a Refinaria Riograndense, por exemplo, observou que as restrições de comercialização agregam custos no mercado de derivados. Para essa refinaria, a liberdade de relações comerciais pode se refletir em uma maior atratividade do mercado. Essas informações podem ser observadas no questionário respondido no escopo da Resolução CNPE nº 12/2019:

“Proibições e restrições apenas agregam custos na cadeia de suprimentos de combustíveis. Quanto mais livres forem as relações comerciais entre os agentes econômicos envolvidos, mais saudável será esse mercado, e por sua vez mais atrativo e competitivo para os atuais players e futuros entrantes.”

Sobre a vedação da venda direta de produtor de combustível para posto revendedor, vale citar trabalho do Cade expresso na Nota Técnica nº 35/2018/DEE/Cade. O documento trata dessa vedação aplicada ao produtor de biocombustível. A avaliação do órgão é que a vedação pode conferir poder de mercado ao distribuidor de combustível, ou seja, possibilita que o distribuidor estabeleça preços acima do esperado em um mercado competitivo, prejudicando dessa forma o bem-estar do consumidor. Por isso, o órgão sugere reavaliação da vedação à venda direta de produtor de combustível para o posto revendedor, como se lê na transcrição seguinte:

Caberia avaliar se tal norma ainda está em vigor e se há outras semelhantes. De todo modo, parece que tal normativa tende a criar entraves na negociação privada entre agentes, dando aos distribuidores de combustível lugar de destaque no setor de petróleo, mas que, eventualmente, pode vir a retroalimentar seu poder de mercado, motivo pelo qual, talvez, este tipo de regulação possa ter dicção analisada com maior cuidado e, eventualmente, revista.

Problemas de concorrência e respectivos efeitos negativos sobre o bem-estar do consumidor são abordados igualmente pela Nota Técnica nº 002/2019/Assessoria-DG/ANP. A nota pontua em especial que a concentração atual do mercado de distribuição tende a reduzir os benefícios que os consumidores podem apresentar com as reduções de preços praticados nas refinarias da Petrobras e citou como exemplo a situação da gasolina C. A seguir, trecho da nota sobre a questão:

A análise agregada dos dados da margem bruta mostra que a comparação entre o preço da Gasolina C, sem impostos, do dia 24 de novembro de 2018, com preço do dia 18 de setembro de 2018, demonstra que embora o preço da gasolina C tenha caído cerca de R\$ 0,51/litro, as distribuidoras na média nacional só repassaram R\$ 0,26/ litro, sendo que o consumidor final, por sua vez, somente constatou redução da ordem de R\$ 0,10/litro nos preços praticados na bomba.

A assimetria na transmissão de preços constatada sugere, conforme literatura consultada, que há falta de competição no setor de distribuição, o que leva à recomendação de reavaliação de alguns dispositivos normativos da Agência, para que sejam promovidas mudanças estruturais, de forma a ser fomentada a concorrência e eliminadas as restrições à liberdade comercial existentes.

Outro possível efeito da regra em apreço é induzir ao fenômeno de dupla margem de lucro. O fato reflete a formação de ineficiências alocativas decorrentes da criação de mais uma etapa na cadeia produtiva. No caso, trata-se da obrigação de existir mais um elo entre o produtor e o revendedor de combustível, que seria o distribuidor. A criação desse custo de transação adicional no setor pelas próprias regras regulatórias e seus possíveis impactos negativos no bem-estar do consumidor são reportados pelo Cade (2018a), conforme trecho transcrito a seguir:

Caberia avaliar quais seriam as justificativas para tal proibição, já que, ao impedir a comercialização direta entre *upstream* e *downstream*, indicando a necessidade de intervenção de um agente do *middlestream*, a agência induz o fenômeno conhecido como “dupla margem de lucro”: o que gera ineficiências alocativas, além de aumentar o preço do combustível ao consumidor final.

Cumprido analisar a luz das experiências internacionais, potenciais impactos da flexibilização na estrutura existente, destacando risco de concentração de poder de mercado em função da capacidade competitiva desde a oferta do combustível. De qualquer forma, parte substancial das experiências consultadas não impõe regras de separação vertical estrutural. Depreende-se também que não existe um modelo único que se aplique de forma generalizada para todos os contextos. Há indicativos de que em mercados mais maduros a existência de barreiras entre os elos é menor, como nos Estados Unidos em que as refinarias também podem distribuir o combustível diretamente para o posto revendedor. A França, por sua vez, em que a cadeia produtiva de combustíveis é significativamente distinta e mais concentrada do que a norte-americana, a venda direta permite contestação do poder de mercado das grandes empresas petrolíferas.

Ressalte-se ainda que as restrições de comercialização impostas às refinarias podem limitar o aproveitamento do potencial de valor do parque de refino em processo de privatização/desinvestimento conduzido pela Petrobras. Isso porque restringem o escopo de oportunidades de negócios e investimentos da refinaria e, conseqüentemente, as alternativas de geração de fluxo de caixa que impactam o valor esperado do empreendimento. Frise-se que não é objetivo regulatório valorizar os ativos de um determinado agente. Ademais, de modo geral, quanto maior a intervenção do poder público nas escolhas de tecnologia e modelos de negócio do *downstream* do petróleo, maior tende a ser a dificuldade de o mercado revelar os modelos mais eficientes, o que afeta a atratividade de investimentos tanto nos mercados atacistas e varejistas de combustíveis, como no parque de refino que abastece os mercados citados.

Um ponto passível de ponderação acerca do assunto é que os distribuidores estão sujeitos a um maior nível de regulação e de requisitos para o desempenho operacional. Nessa circunstância, a restrição à venda direta de refinarias aos postos de combustíveis garante uma reserva de mercado aos distribuidores. Contudo, deve-se destacar a existência de assimetria regulatória do modelo vigente. Para esses agentes, por exemplo, existe obrigatoriedade de manutenção de estoques de etanol anidro de acordo com a comercialização de gasolina C. Os distribuidores possuem ainda obrigações junto ao PMQC que não são compartilhadas com os refinadores, criadas pela Resolução ANP nº 790/2019.

Então, mudanças regulatórias que flexibilizem a venda direta de combustíveis pela refinaria para postos revendedores devem prover meios para calibrar as assimetrias regulatórias descritas, por exemplo, exigindo do refinador obrigações similares de estoque e qualidade.

3.4.1.1.3.2. Vedação à mistura de gasolina A e etanol anidro

Segundo a ANP, a responsabilidade de mistura de gasolina A e etanol anidro atribuída aos distribuidores permite a manutenção do padrão de qualidade dos combustíveis no País, pois a atividade está concentrada em menos agentes. Essa constatação pode ser observada por meio do extrato da Nota Técnica nº 1/2019/SDL-CREG/SDL-E/ANP (ANP, 2019c):

A respeito do poder fiscalização da ANP e demais entes públicos, seja em termos de competências fiscais e/ou demais necessidades regulamentares, acrescenta-se que a concentração de atividades que envolvem mistura de combustíveis em menos agentes – essencialmente em distribuidores – tem permitido o padrão de qualidade observado nos combustíveis movimentados no País.

A argumentação acima foi utilizada na avaliação da proposta de autorização da mistura da gasolina A com etanol anidro pelos importadores autorizados pela ANP. Adicionalmente, foi abordado que existe uma assimetria regulatória para distribuidores e importadores e, portanto, a autorização de mistura de biocombustíveis aos combustíveis fósseis pode gerar inseguranças no escopo do modelo regulatório atual. Essas observações podem ser constatadas por meio do extrato da nota supracitada:

É importante notar que produtores e distribuidores, que têm suas atividades regulamentadas pelas Resoluções ANP nº 58/2014 e nº 05/2012, entre outras, são agentes econômicos sujeitos a um maior nível de regulação e imposição de requisitos ao desempenho de suas atividades. Neste sentido, não há que se falar em quebra do princípio da igualdade, quando esses

desempenham atividades consideradas de menor complexidade regulatória, como já abordado em seção anterior (...)

Neste sentido, a sugestão de que empresas com obrigações comparativamente menores impostas para o exercício de suas atividades – seja em termos de estrutura física necessária, seja de obrigações regulatórias de observância de protocolos de qualidade – passem a realizar também a mistura de biocombustíveis aos combustíveis fósseis, é temerária no escopo do arcabouço regulatório hoje vigente.

Há, contudo, manifestação da agência por meio da Nota Técnica nº 2/2019/Assessoria DG/ANP indicando benefícios potenciais para o consumidor com a possibilidade de o refinador fazer a mistura de gasolina A com etanol anidro. Os benefícios são os de deixar o mercado selecionar os agentes e arranjos comerciais mais eficientes. Argumenta também que o fato de o principal agente no mercado de refino não ter interesse em realizar procedimento não deve significar que outros agentes não tenham esse interesse e possam explorar oportunidades de negócios que favoreceriam a concorrência e a eficiência econômica. A seguir, transcrição da nota:

32. (...) não existindo, do ponto de vista regulatório, vedação a que refinarias, centrais petroquímicas e formuladores sejam autorizados a realizar a mistura de gasolina A com etanol anidro (...) O fato de a Petrobras, que detém o monopólio de fato do refino, não ter interesse em comercializar diretamente com os revendedores não impedem que os demais agentes que possuem autorização da ANP possam realizar as misturas, deixando de ser uma proibição regulatória e passando a ser uma decisão econômica de cada ator da cadeia de abastecimento. A ausência de viabilidade econômica selecionará o melhor arranjo para cada localização do País e de acordo com o tamanho de cada agente, não devendo ser utilizada como fundamento para a criação de proibição regulatória.

Além das considerações transcritas, vale observar que a vedação à mistura de gasolina A e etanol anidro pelo produtor de combustível tem os mesmos efeitos da vedação da venda direta tratada na seção anterior. Isso porque ambas vedações têm a mesma consequência de criar reserva de mercado para o distribuidor. Essa reserva tem os problemas potenciais elencados previamente de conferir poder de mercado ao distribuidor, criar custos de transação e ineficiências alocativas decorrentes da dupla-margem de lucro. Esse contexto pode limitar o potencial de crescimento do consumo de combustíveis, reduzindo a atratividade de investimentos no setor. No caso dos investimentos em refino, o prejuízo à atratividade pode ser agravado pelo fato de as regras em comento limitarem as alternativas de negócios dos refinadores.

Como já se esclareceu, as restrições de produção de gasolina C podem ser justificadas em parte pelas assimetrias regulatórias do setor. Apesar da Resolução ANP nº 45/2013 atribuir à refinaria a obrigatoriedade de manutenção de estoques para a gasolina A, óleo diesel A S-10 e óleo diesel A S-500, não se estende a exigência para etanol anidro. Essa última é atribuída apenas ao distribuidor por meio da Resolução ANP nº 67/2011, alterada pela Resolução ANP nº 719/2018.

Explicou-se previamente também que os distribuidores possuem obrigações junto ao PMQC que não são compartilhadas com os refinadores. Constata-se, então, que mudanças regulatórias que permitam à refinaria fazer mistura de gasolina A e etanol anidro devem prover meios para calibrar as assimetrias regulatórias explicadas, por exemplo, exigindo do refinador obrigações similares de estoque e qualidade.

Por fim, comenta-se a Lei nº 13.576/2017 que institui a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio). O programa cria título financeiro, o Crédito de Descarbonização (CBIO), negociado

em bolsa e emitido por produtor de biocombustível a partir de sua comercialização (nota fiscal). Os distribuidores de combustíveis possuem metas obrigatórias para aquisição desse título, como se depreende do art. 7º da referida lei. Contudo, o art. 13 da mesma lei não estabelece que a venda de biocombustível aos distribuidores é o único canal para a emissão de CBIO.

A Nota Técnica ANP nº 001/2018 explicita o entendimento explicado no parágrafo anterior. O exposto significa que a venda de produtores de biocombustíveis para as refinarias pode ser objeto também para a referida emissão. Infere-se, então, que a preservação dos objetivos do Programa RenovaBio não é obstáculo para a flexibilização da mistura de gasolina A e etanol anidro em plantas de refino.

3.4.1.1.4. Proposta de aprimoramento da regulação

Em vista dos potenciais entraves à concorrência e eficiência econômica comentados, apresenta-se nesta seção proposta de aprimoramento regulatório que alcança o produtor de combustíveis derivados do petróleo. A proposta consiste em permitir que o produtor:

- i. realize mistura de Gasolina A com etanol anidro nas plantas de refino (Resolução ANP nº 40/2013 e Resolução ANP nº 777/2019);
- ii. venda combustível para posto revendedor (Resolução ANP nº 16/2010);
- iii. caso opte por vender para posto revendedor, tenha em contrapartida obrigações similares a do distribuidor para formação de estoques e preservação de qualidade (Resolução ANP nº 67/2011 e Resolução ANP nº 44 /2013);
- iv. preste serviço de refinador para outros segmentos; e
- v. alugue a estrutura para agentes interessados em operar a unidade de refino.

A proposta apresenta possibilidades de incentivo à concorrência na indústria de combustíveis, com potencial para contribuir com os estudos que têm sido conduzidos pela ANP visando ao aprimoramento regulatório do *downstream*, inclusive, auxiliando a análise da TPC nº 03/2018 sobre a verticalização da cadeia produtiva de combustíveis.

A proposta, ao ampliar as alternativas de negócios do agente de refino, tem o benefício de criar mais oportunidades de investimento no segmento, estimulando o aumento da capacidade instalada e a entrada de novos agentes no setor. Outro benefício é o de aumentar as alternativas de abastecimento de combustíveis no varejo, favorecendo a concorrência na atividade com os esperados efeitos positivos sobre o bem-estar do consumidor.

De modo geral a proposta também pode propiciar ganhos de eficiência ao permitir que o mercado, ao invés da regulação, indique os modelos de negócios mais competitivos, evitando que se incorra em custos de transação e dupla-margem de lucro desnecessários para o atendimento mais eficiente para o consumidor.

Um custo que se poderia atribuir à proposta é que agentes do refino poderiam fechar mercado para outros agentes atuantes do atacado, como o distribuidor e o importador. Essa, inclusive, é a motivação econômica para regras de separação vertical estrutural da indústria como as restrições à venda direta do produtor para postos de revenda. No entanto, como se explicou previamente, a possibilidade de fechamento de mercado que motiva a separação vertical

estrutural é comumente aplicada em indústrias de rede e outras em que há segmentos da cadeia produtiva com características de monopólio natural. Nesses casos, as chances de abuso de poder de mercado são mais claras. No caso da indústria de combustível, contudo, não há essa clareza porque não há segmentos com características de monopólio natural.

Ademais, o que se observa é o aumento das importações de combustíveis no abastecimento do mercado interno, o que se detalha adiante, apontando a existência de disponibilidade crescente de alternativas de suprimento. Vale citar ainda a transferência em curso de ativos de refino do agente dominante no setor, bem como da oferta de infraestruturas de importação fomentada por meio de leilões de terminais portuários. Todas essas circunstâncias reforçam os indicativos de que não são claros os ganhos de bem-estar do consumidor com a separação vertical do setor e de suas respectivas regras, como a vedação da venda direta do produtor para o posto, como mecanismo inibidor de abuso de poder de mercado. Uma observação final a respeito é que a diversidade de efeitos esperados de vedações similares sugere que a análise caso a caso no âmbito da defesa da concorrência pode ser mais favorável ao bem-estar do consumidor do que o estabelecimento de regras a priori de organização da indústria e de respectivas alternativas de negócios.

Outro custo potencial da proposta é criar assimetrias regulatórias que comprometem a concorrência em condições isonômicas. No caso de a refinaria optar por fazer a mistura que produz gasolina C, mas não comercializar o produto para posto revendedor, não há implicações sobre a isonomia das condições de concorrência no mercado atacadista. Isso porque a refinaria não atenderia o mercado consumidor do distribuidor, que são os postos revendedores. A refinaria que faz a mistura seria apenas mais uma alternativa de fornecimento para o distribuidor, como o são os importadores e o mercado externo.

Implicações sobre a isonomia nas condições de concorrência no mercado atacadista ocorrem na hipótese de o refinador optar por comercializar combustível diretamente com postos revendedores. Nesse caso, o refinador pode atender ao mercado consumidor do distribuidor e diminuir a participação desse último. Em tal contexto, deve-se ponderar sobre o estabelecimento de contrapartidas para que a regulação não interfira na concorrência entre refinador e distribuidor. Uma contrapartida é atribuir ao refinador obrigações similares de estoque de etanol anidro impostas ao distribuidor. Note-se que para a gasolina A, o refinador já possui tais obrigações.

A obrigação de formação de estoque de etanol anidro nas refinarias pode ocorrer de diversas formas e há de se avaliar a mais eficiente para atingir os objetivos propostos. Uma alternativa é possibilitar que a obrigação seja cumprida por meio de contratos de fornecimento para a aquisição de etanol anidro³⁹. Destaca-se que essa alternativa de comprovação de estoque já é assegurada às distribuidoras.

Uma segunda contrapartida é a assunção pelo refinador de obrigações similares de qualidade exigidas do distribuidor. Portanto, cabe avaliar a inclusão das refinarias interessadas em comercializar combustíveis com postos revendedores no PMQC. O programa prevê a contratação de laboratórios credenciados pela ANP para a coleta, o transporte e análises físico-

³⁹ Por exemplo, para o período de 1º de maio de cada ano a 30 de abril do ano subsequente. Adicionalmente, seria possível fazer a previsão de estoque próprio de etanol anidro em 31 de março de cada ano em volume compatível com, no mínimo, quinze dias de sua comercialização média de gasolina C.

químicas em amostras de etanol hidratado, gasolina C e óleo diesel B. Essas obrigações são atribuídas atualmente aos TRR, revendedores varejistas e distribuidores de combustíveis.

Ainda em relação ao monitoramento da qualidade dos combustíveis, a retirada da restrição de venda direta com os postos de combustíveis poderia estar acompanhada da inclusão das refinarias nas regras aplicáveis de amostra-testemunha, regulamentadas pela Resolução ANP nº 44/2013.

A amostra-testemunha é uma ferramenta utilizada para rastreamento de responsabilidade de não-conformidade dos combustíveis comercializados. Por disposição dessa regulação, por exemplo, o distribuidor é obrigado a fornecer essas amostras quando a venda se realizar nas bases de distribuição. Seguem a seguir trechos da Resolução ANP nº 44/2013:

Considerando que a amostra-testemunha constitui-se em importante ferramenta para rastreamento e identificação do responsável pela não conformidade do combustível comercializado pelo revendedor varejista e pelo transportador-revendedor-retalista

Da Amostra-Testemunha

Art. 3º O distribuidor de combustíveis fica obrigado a fornecer amostra-testemunha representativa do produto comercializado, no caso de retirada realizada pelo revendedor varejista ou pelo TRR em base de distribuição.

Parágrafo único. Imediatamente após o carregamento do caminhão-tanque, as amostras-testemunha deverão ser coletadas na presença do revendedor varejista ou do TRR, ou de seus prepostos, de cada compartimento do veículo, devendo todos os envolvidos no procedimento assinar o formulário de identificação da amostra-testemunha.

Quanto aos aspectos tributários em razão da flexibilização da venda direta de gasolina C e óleo diesel B à revenda varejista, em relação aos tributos federais (PIS/PASEP, COFINS e Cide), existe monofasia tributária no produtor ou importador desses derivados. Portanto, a venda direta e a produção de gasolina C não ocasionaria impactos na arrecadação tributária federal, e, conseqüentemente, em princípio, não seriam necessários ajustes na sistematização tributária estabelecida.

Em relação ao Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), há substituição tributária no produtor, importador ou formulador referente às etapas de comercialização subsequentes da cadeia produtiva de derivados, por regulamentação do Convênio ICMS nº 110/2007.

Adicionalmente, para as aquisições de biodiesel e etanol anidro, está previsto o diferimento do recolhimento do ICMS na atividade de distribuição que é, por sua vez, computado pelas refinarias por ocasião da substituição tributária. Assim, para o cálculo do ICMS devido pelo produtor sobre as vendas de gasolina A e óleo diesel A, são considerados os percentuais de mistura de etanol anidro e biodiesel, respectivamente, para efeito de substituição tributária.

Também não são visualizados efeitos sobre a arrecadação tributária estadual, a partir da produção de gasolina C nas plantas de refino. No entanto, enquanto a sistemática prevista no Convênio ICMS nº 110/2007 não for ajustada para possibilitar o recolhimento diferido do ICMS também para as refinarias, esses agentes deverão efetuar recolhimento antecipado do imposto incidente sobre etanol anidro e biodiesel. Isso pode ocasionar uma desvantagem competitiva em relação ao distribuidor, enquanto não houver ajuste que contemple a possibilidade de

recolhimento diferido pelo produtor. Contudo, não é fator impeditivo para a ocorrência da venda direta com a revenda varejista.

Outra observação é que, como o número de refinarias autorizadas ao exercício da atividade é bastante inferior ao número de distribuidores de combustíveis líquidos, que são atualmente 157 agentes autorizados⁴⁰, diferença essa que tende a permanecer substancial em vista das diferenças tecnológicas e de escala comercial entre as atividades, espera-se que a proposta em tela não ocasione impactos significativos sobre o custo de fiscalização da ANP.

De modo geral, as propostas apresentadas para o produtor tornam a regulação do mercado de combustíveis mais aderente à regulação de incentivos do que da adoção de mecanismos tradicionais da regulação de comando e controle, os quais atribuem ao poder público papel maior protagonismo na organização industrial do setor. O problema desse protagonismo é que a regulação tende a se ajustar com mais dificuldade às inovações institucionais e tecnológicas. Por exemplo, aplicativos com entrega de determinados bens em domicílio, já existentes em outras atividades econômicas, podem ser mais facilmente implementados nos mercados de combustíveis em ambiente regulatório com menos restrições às escolhas de governança e tecnologia das empresas.

De acordo com a ANP⁴¹, o caso supracitado será objeto de análise e o órgão tem envidado esforços para tanto, com o cuidado de preservar o interesse dos consumidores, sem impor óbices ao surgimento de inovações. De qualquer forma, permanecem restrições à oferta do serviço. O documento não avaliou esse serviço em particular, mas compreende que constitui nova possibilidade de prestação de serviço que merece ser estudada, inclusive, no sentido de construir modelo regulatório mais favorável às inovações tecnológicas e institucionais.

3.4.1.1.5. Síntese do efeito esperado da proposta

A proposta de aprimoramento regulatório descrita, ao ampliar as alternativas de negócios do agente de refino, tem o benefício de criar mais oportunidades de investimento no segmento, estimulando o aumento da capacidade instalada e a entrada de novos agentes no setor. Outro benefício é o de aumentar as alternativas de abastecimento de combustíveis no varejo, favorecendo a concorrência na atividade.

De modo geral, a proposta também pode propiciar ganhos de eficiência ao permitir que o mercado, ao invés da regulação, indique os modelos de negócios mais competitivos, evitando que se incorra em custos de transação e dupla-margem de lucro desnecessários para o atendimento mais eficiente para o consumidor. Isso pode tornar a regulação mais aderente à adoção de soluções privadas e menos propensa a estruturar a organização da indústria, estabelecer nichos e reservas de mercado, permitindo que a concorrência selecione os arranjos mais eficientes. Trata-se de orientação normativa mais próxima da regulação por incentivos do que da adoção de mecanismos tradicionais de comando e controle.

Um custo que se poderia atribuir a proposta é que agentes do refino poderiam fechar mercado para outros agentes atuantes do atacado, como o distribuidor e o importador. Contudo, as

⁴⁰ ANP. Boletim Abastecimento em Números nº 63, jul/2019. <http://www.anp.gov.br/arquivos/publicacoes/boletins-anp/abastecimento/63/boletim-n63.pdf>

⁴¹ <http://www.anp.gov.br/noticias/5454-anp-vai-avaliar-venda-de-combustiveis-por-entrega-em-domicilio>

referências da literatura econômica, assim como os aspectos empíricos da indústria de combustíveis no Brasil não deixam claro os ganhos de bem-estar da separação vertical estrutural do setor que ampara regras como a vedação da venda direta do produtor para postos revendedores.

Quanto aos custos potenciais de assimetrias regulatórias da flexibilização das vedações à possibilidade de o produtor comercializar com a revenda varejista e fazer a mistura que produz gasolina C, foram apresentadas possibilidades de contrapartidas de obrigações de estoque e qualidade para o produtor que favorecem a concorrência em condições isonômicas.

Ademais, não se identificaram efeitos da proposta na tributação que comprometem a concorrência em condições isonômicas, ou que ocasionem outras distorções econômicas.

Por todo o exposto, avalia-se que a proposta em apreço tenderia a favorecer o bem-estar do consumidor.

Adicionalmente, a proposta de aprimoramento regulatório pode contribuir para a continuidade de estudos e trabalhos da ANP no escopo da TPC nº 03/2018, sobre a verticalização da cadeia de distribuição de combustíveis, incluindo a vedação de comercialização direta de produtores e importadores para revendedores.

Como se ressalta adiante, o propósito deste documento não é esgotar o conjunto de possibilidades de aperfeiçoamento normativo, mas tão somente de apontar alternativas que possam favorecer a discussão sobre concorrência e sua contribuição potencial para o bem-estar do consumidor. Dessa forma, outras alternativas de aprimoramento regulatório podem ser exploradas, embora não tenham sido feitas neste documento em vista das limitações naturais que o planejamento e conclusão de qualquer trabalho impõem.

O GT descrito anteriormente, que tratou em 2018 das atividades de refino e petroquímica, por exemplo, abordou temas que podem ser objeto de avaliação caso envolvam entraves regulatórios a concorrência de modelos de negócios no setor. É o caso da prestação de serviços do refinador para outros segmentos. Na oitava realizada junto aos agentes do setor, inclusive, um deles mencionou que parte de sua receita decorre da prestação de tais serviços. Assim, entraves regulatórios a esse tipo de fonte de receita, que incluem aluguel de infraestrutura e vários outros tipos de serviço, podem ser investigados com o mesmo propósito de permitir o mercado selecionar os modelos de negócios mais eficientes.

3.4.1.2. Caso do importador

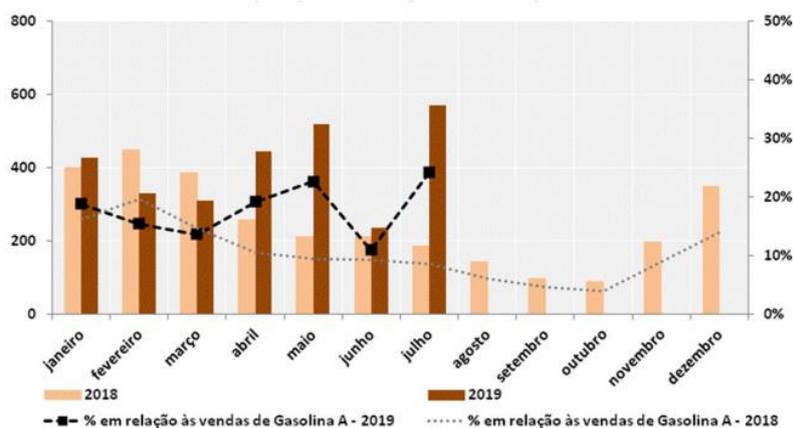
O processo de importação e exportação de petróleo, derivados de petróleo e biocombustíveis envolve a autorização dos agentes econômicos como agentes de comércio exterior e a anuência prévia dos pedidos de importação e de exportação pela ANP.

A Resolução ANP nº 777/2019 regulamenta a atividade de comércio exterior de biocombustíveis, petróleo e seus derivados e derivados de gás natural, bem como disciplina o procedimento de anuência prévia dos pedidos de importação e exportação e dá outras providências.

A resolução define importador como sendo pessoa jurídica que realiza atividade de comércio exterior na modalidade de importação de produtos que seguem a Nomenclatura Comum do Mercosul (NCMs) está sujeita à anuência prévia da ANP.

A atividade de importação de combustíveis líquidos atualmente é responsável por uma parte considerável dos combustíveis consumidos no país. De acordo com a ANP, as importações de gasolina A totalizaram 570,4 mil m³ no mês de julho de 2019, valor que corresponde a um crescimento de 208,4% na comparação com julho de 2018. Com isso, o percentual de gasolina C importada alcançou 24,2% do total das vendas no mês em análise, maior percentual desde fevereiro de 2013.

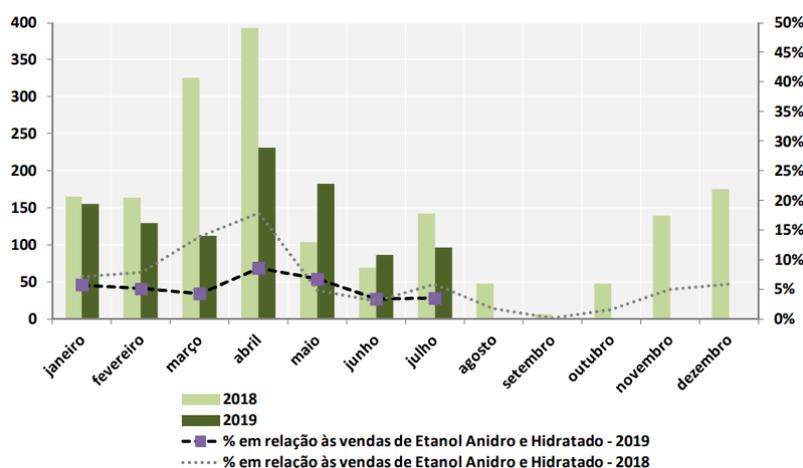
Gráfico 3 - Importação Mensal de Gasolina A (em mil m³)



Fonte: ANP (2019b).

De acordo com a mesma fonte, as importações de etanol (anidro e hidratado) em julho de 2019 registraram alta de 11,7% em relação ao mês de junho de 2019, para 96,1 mil m³. A participação das importações no total vendido, por sua vez, subiu ligeiramente de 3,4% em junho de 2019 para 3,5% em julho de 2019. Em relação ao acumulado nos primeiros sete meses de 2019, o volume do biocombustível importado está 27,1% abaixo do verificado no mesmo período de 2018, como mostra o gráfico a seguir:

Gráfico 4 - Importação Mensal de Etanol (mil m³)

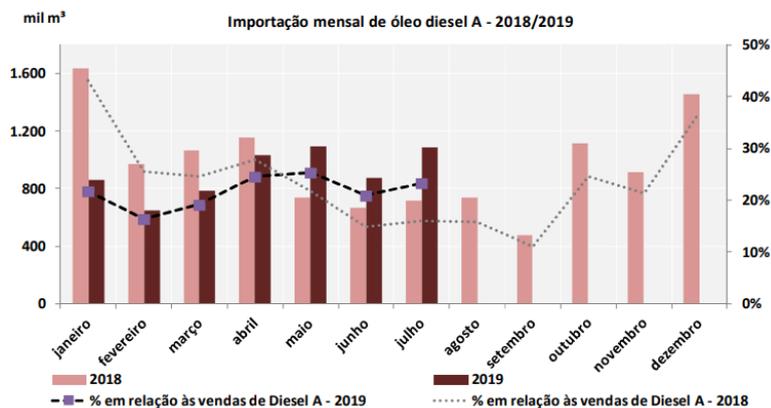


Fonte: ANP (2019b).

Também a título de ilustração da relevância dos agentes importadores de combustíveis para o mercado nacional, de acordo com a ANP, na comparação com julho/2018, as importações de diesel A cresceram 52,5% em julho de 2019. Destaca-se ainda o fato de que 23,3% do diesel

vendido no mesmo período teve origem estrangeira. No mesmo mês do ano anterior, este percentual havia sido de apenas 15,9%. O gráfico a seguir retrata o volume de fiesel A importado nos anos de 2018 e 2019, por mês.

Gráfico 5 - Importação Mensal de diesel A (mil m³)

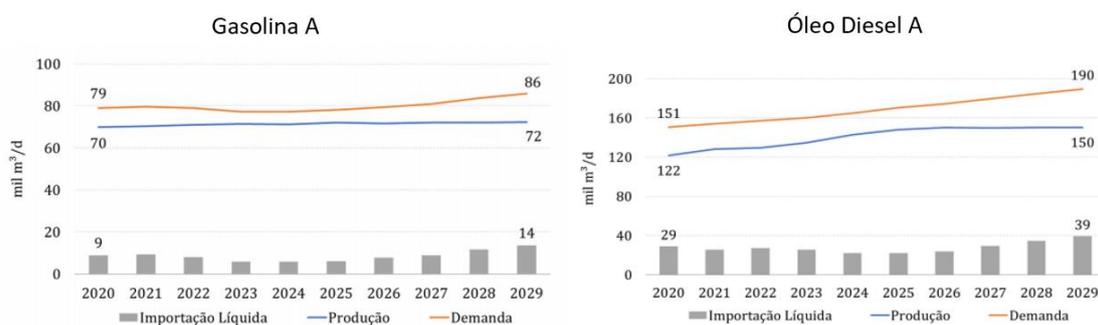


Fonte: ANP (2019b).

Para os próximos anos, as projeções feitas pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) no Plano Nacional de Expansão de Energia 2029 (EPE, 2019a) indicam que o país deverá continuar como importador líquido até o período do estudo, com destaque para os grandes volumes importados de nafta, querosene de aviação (QAV) e óleo diesel A.

Os gráficos a seguir, elaborados pela EPE no referido estudo, apresentam o balanço entre a produção e a demanda da gasolina A e do óleo Diesel A, sinalizando que o País permanecerá durante todo o período importador destes derivados.

Gráfico 6 - Balanço entre produção e demanda de gasolina e diesel



Fonte: EPE (2019a)

3.4.1.2.1. Base normativa

Conforme estabelecido na Resolução ANP nº 777/2019, a ANP é o órgão anuente do comércio exterior de biocombustíveis, petróleo e seus derivados e derivados de gás natural com competência para atuar nas fases administrativas do processo de importação de petróleo,

derivados de petróleo e biocombustíveis. A fase administrativa se refere aos procedimentos e exigências de órgãos de governo prévios à efetivação da importação e variam de acordo com o tipo de operação e de mercadoria (licenciamento das importações).

Nesse âmbito, destacam-se as seguintes competências da ANP no que concerne ao comércio exterior de petróleo e seus derivados:

- i. Regular as atividades de importação e de exportação de petróleo, derivados de petróleo e de biocombustíveis;
- ii. Autorizar e revogar agentes econômicos de comércio exterior de biocombustíveis, petróleo e seus derivados e gás natural e seus derivados; e
- iii. Realizar a anuência de licenças de importação (LI) e de registros de exportação (RE) de petróleo, derivados de petróleo e de biocombustíveis. Ao analisar uma LI ou RE, a ANP pode deferir, indeferir ou colocar em exigência um pedido de um agente autorizado a importar e/ou exportar esses produtos.

No âmbito das competências da ANP e com diretrizes estipuladas pelo CNPE, as principais resoluções que orientam a atividade de importação de petróleo e seus derivados e que, portanto, os agentes importadores estão submetidos são as que seguem:

- a. **Resolução ANP nº 777, de 05 de abril de 2019** - regulamenta a atividade de comércio exterior de biocombustíveis, petróleo e seus derivados e derivados de gás natural, disciplina o procedimento de anuência prévia dos pedidos de importação e exportação e dá outras providências.
- b. **Resolução ANP nº 795, de 05 de julho de 2019** - Dispõe sobre a obrigatoriedade de apresentação de dados de preços relativos à comercialização de derivados de petróleo e biocombustíveis por Produtores, importadores e distribuidores e dá outras providências.
- c. **Resolução ANP nº 67, de 09 de dezembro de 2011** – Dispõe sobre as definições para fins de aquisição de etanol anidro combustível, e dá outras providências.
- d. **Resolução CNPE nº 11, de 11 de abril de 2017** – Dispõe sobre diretrizes para a importação de biocombustíveis, de maneira a atender às necessidades de consumo interno de biocombustíveis e outros produtos.

3.4.1.2.2. Problema Regulatório

Este tópico aponta restrições regulatórias à atuação do importador que podem comprometer a concorrência e a eficiência do setor. É o caso da exigência de comprovação de estoque mínimo de etanol anidro, conforme as Resolução ANP nº 67/2011 e a Resolução CNPE nº 11/2017.

A Resolução CNPE nº 11/2017, em particular, estabelece que os agentes regulados que exercerem a atividade de importação de biocombustíveis deverão atender às mesmas obrigações de manutenção de estoques mínimos e de comprovação de capacidade para atendimento ao mercado exigidas dos produtores de biocombustíveis instalados no País.

Já a Resolução ANP nº 67/2011, com a alteração dada pela Resolução ANP nº 719/2017, passa a exigir, através de seu art. 10, que os importadores de etanol mantenham estoques de etanol

anidro em 31 de janeiro e 31 de março, baseados no volume comercializado com as distribuidoras no ano anterior.

Outra restrição à atuação do importador é a impossibilidade de comercializar produtos com outros importadores, conforme estabelece o art. 15 da resolução ANP nº 777/2019.

Impede-se também o importador de adquirir no exterior correntes de hidrocarbonetos⁴². O art. 16 da Resolução ANP nº 777/2019 estabelece que as correntes de hidrocarbonetos líquidos importadas destinadas à formulação de combustíveis somente poderão ser importadas ou comercializadas por refinadores de petróleo, centrais de matérias-primas petroquímicas e formuladores de combustíveis autorizados pela ANP.

Há ainda vedação para o importador realizar mistura de combustíveis e importar produto misturado, conforme reza o art. 17 da Resolução ANP nº 777/2019. O referido artigo estabelece que o produto importado ou destinado à exportação não poderá ser misturado ou processado por agentes autorizados a exercer a atividade de comércio exterior, exceto no caso de adição de marcadores e corantes exigidos pela ANP.

3.4.1.2.3. Análise

A exigência de estoque de etanol anidro para o importador pode ser justificada a princípio pela necessidade de previsibilidade na oferta desse produto, o que promoveria a regularidade do abastecimento do mercado, reduzindo incertezas para as companhias do setor e outros agentes interessados em ingressar e investir no mercado.

Por outro lado, a exigência de estoque constitui um custo para a atividade de importação que pode inviabilizar várias operações e reduzir ou aumentar o custo da oferta do produto no país. Trata-se, portanto, de um custo de transação imposto pela regulação que favorece elevações de preço ao consumidor final, em prejuízo de seu bem-estar.

De acordo com a ANP, a inclusão da obrigatoriedade de cumprimento de estoque de etanol anidro pelo importador foi exclusivamente para atendimento da Resolução CNPE nº 11/2017, que estabelece, em seu art. 1º, que:

Os agentes regulados que exercerem a atividade de importação de biocombustíveis deverão atender às mesmas obrigações de manutenção de estoques mínimos e de comprovação de capacidade para atendimento ao mercado exigidas dos produtores de biocombustíveis instalados no país.

Note-se que o agente importador de etanol anidro, como qualquer outro agente de importação, é especialista em fazer arbitragem entre os mercados dos diferentes países, aproveitando especialmente momentos de superioridade do preço interno relativamente ao externo para trazer produto e equalizar ambos os preços. A obrigação de estoques mínimos para o importador impõe um custo adicional e permanente em sua atividade que reduz de modo sistemático quanto os preços internos poderiam cair com as oportunidades momentâneas de baixa dos preços internacionais. Em face do exposto, a exigência de comprovação de estoque mínimo de etanol anidro tende a gerar ineficiências desfavoráveis ao bem-estar do consumidor.

⁴² Hidrocarbonetos líquidos derivados de petróleo e os hidrocarbonetos líquidos derivados de gás natural utilizados na produção/formulação de combustíveis (gasolina ou diesel), segundo normas estabelecidas pela ANP. (Fonte: Resolução ANP nº 777/2019).

Uma observação final sobre obrigatoriedade de estoque de etanol anidro estabelecida para o importador é que, somada às exigências de estoques mínimos de etanol do distribuidor, ambas tornam a oferta do biocombustível menos sensível às variações de preço desse produto, o que pode proteger o mercado de altas de preço decorrentes de aumento da escassez, mas diminui também a oportunidade de se aproveitarem momentos de maior abundância e respectiva queda de preço. De modo geral, as obrigações de estoque diminuem a flexibilidade do mercado para se ajustar à escassez, ocasionando ineficiências. Trata-se de circunstâncias para serem avaliadas também quando da definição das exigências de estoque.

Outra restrição à atuação do importador é a impossibilidade de comercializar combustíveis com outros importadores. De acordo com a ANP (2019c), tal vedação parte do princípio de que a função esperada a ser desempenhada pelos agentes regulados de comércio exterior é de complementação da oferta de combustíveis no País, pela aquisição de produtos no exterior e pela posterior venda, seja a distribuidores, a produtores, a refinadores, a revendedores de óleo lubrificante e/ou a consumidores finais, sendo, ainda, o mercado externo destino residual de sua atividade.

Nesses termos, a ANP não vislumbrou necessidade de permissão às sociedades em comento para a comercialização dos produtos adquiridos com os agentes regulados do mesmo setor, isto é, o de empresas especializadas em comércio exterior.

Em que pesem os argumentos supracitados, a vedação às relações de comércio entre importadores pode ocasionar ineficiências variadas essencialmente por retirar do mercado um canal de ajuste dos constantes desequilíbrios entre oferta e demanda. Esses ajustes podem ser necessários em função de circunstâncias diversas, como problemas com tancagem, evitar demurrage⁴³, cancelamento de vendas, maior demanda de vendas, entre outros. A vedação, inclusive, pode prejudicar o abastecimento momentâneo de regiões do país, afetadas por escassez inesperada do produto, sobretudo, nos casos em que há maior dependência de importação.

Outra barreira que pode limitar as possibilidades de comércio constante na Resolução ANP nº 777/2019 é o dispositivo regulatório que impede a importação de correntes de hidrocarbonetos líquidos destinados à fabricação de combustíveis por agentes importadores, como a nafta. Tal restrição também pode inibir novas possibilidades de comercialização de produtos, bem como de atendimento às empresas que não possuem capacidade de importação, em especial as pequenas distribuidoras. São situações ocasionadoras de ineficiências e perdas potenciais de bem-estar para o consumidor.

Sobre a proibição supracitada, a ANP (2019c) não propõe óbice à sua extinção, como se lê no item 3.5.7 do documento. Contudo, esse posicionamento da nota técnica não foi incorporado no texto final da Resolução ANP nº 777/2019. Assim, não se identificam argumentos técnicos contrários à possibilidade de o importador poder comercializar corrente de hidrocarbonetos (nafta).

⁴³ “Demurrage é termo afeto ao Direito Marítimo e sinônimo de sobre-estadia, tanto de navio como de contêiner; originariamente utilizado para se referir à contraprestação devida em razão de se ter extrapolado o prazo acordado em contrato para as operações de embarque e desembarque da carga do navio, com objetivo de minimizar o prejuízo daí advindo”. <https://portogente.com.br/portopedia/106451-o-que-e-demurrage>

Registre-se que a nafta é o segundo derivado do petróleo no quesito importação, ficando atrás somente do diesel. É insumo demandado em vários processos produtivos, de modo que a ampliação das possibilidades de importação e de comércio tendem a favorecer a economia.

Não obstante, há necessidade de avaliar se o tratamento tributário da importação da nafta utilizada como insumo da indústria petroquímica é semelhante ao da nafta importada utilizada para a produção de gasolina. Nessa situação, se o tratamento tributário não for uniforme, pode haver adulteração de produtos para a obtenção de vantagem competitiva no curto prazo. Trata-se, contudo, de problema de fiscalização que pode ser contornado com instrumentos adequados de auditoria, ao invés de imposição de restrições a arranjos de negócios que são fontes de ineficiência econômica.

Outras restrições à atuação do importador que podem comprometer a concorrência e a prevalência dos arranjos comerciais mais eficientes são a proibição de importar combustível misturado e de realizar a mistura com biocombustíveis – para produzir gasolina C e diesel B. Note-se que distribuidores e produtores estão autorizados a importar produtos já misturados.

Como já se comentou na análise das restrições impostas à atuação do produtor de combustíveis, a proibição de importar ou fazer mistura podem estar relacionados ao fato de o distribuidor possuir mais obrigações regulatórias do que o importador em termos de cumprimento de padrões de qualidade e manutenção de estoques. Para compensar tais exigências, confere-se ao distribuidor reservas de mercado. No entanto, a criação de reservas de mercado não é a única e não necessariamente a melhor forma de tratar da questão. A proposta de aprimoramento regulatório para o produtor de combustíveis indica outras formas de solucionar os problemas citados. A próxima seção apresenta proposta no mesmo sentido para o importador.

3.4.1.2.4. Proposta de aprimoramento da regulação

Assim como o apresentado para o caso do produtor de combustíveis, a proposta de aprimoramento regulatório para a atuação do importador indicada adiante busca promover a concorrência e a seleção de mercado dos arranjos comerciais mais eficientes, sem criar assimetrias regulatórias e comprometer a isonomia das condições de concorrência.

A proposta consiste das iniciativas listadas abaixo:

- i. remover a obrigatoriedade de comprovação de estoque para o etanol anidro (na Resolução ANP nº 67/2011 e Resolução CNPE nº 11/2017);
- ii. eliminar a vedação de o importador comercializar produtos com outros importadores (na Resolução ANP nº 777/2019);
- iii. extinguir a proibição de o importador poder importar correntes de hidrocarbonetos (na Resolução ANP nº 777/2019);
- iv. encerrar a vedação de o importador importar produto (combustível líquido) já misturado, ou fazer mistura; e
- v. manter a vedação de o importador comercializar combustível com o posto revendedor.

Visualiza-se que a proposta representa uma das possibilidades que pode incentivar a promoção da concorrência da cadeia de distribuição de combustíveis, podendo contribuir com os estudos que têm sido conduzidos pela ANP visando ao aprimoramento regulatório do *downstream* da

indústria de petróleo, inclusive auxiliando a continuidade da análise da TPC nº 03/2018, sobre a verticalização da cadeia de distribuição de combustíveis.

A respeito da exigência de comprovação de estoque mínimo de etanol para o importador, a proposta de removê-las da regulação reduz barreiras à entrada e contribui para o mercado selecionar as formas mais eficientes de fornecimento de combustíveis. Esses benefícios tendem a favorecer especialmente as regiões com mais escassez de produto, seja por limitações de infraestrutura, ou de alternativas de produção interna. Outro benefício da medida é conferir maior flexibilidade de contratação para os agentes, permitindo que a eficiência oriente suas escolhas. A medida também pode fomentar o mercado *spot* de etanol, consolidando mais uma alternativa relevante de fornecimento para o setor.

Em relação à vedação de o importador comercializar produtos com outros importadores, sua eliminação tende a promover também ganhos de eficiência porque há situações já descritas anteriormente em que essa comercialização pode ser benéfica para ambas as partes. A operação pode ser útil, por exemplo, quando o importador tiver problemas no processo de tancagem, demurrage, cancelamento de vendas, não atendimento a choques positivos de curto prazo de demanda.

Além disso, a comercialização entre agentes importadores pode contribuir com o abastecimento de algumas localidades que tenham enfrentado problemas imprevistos e temporários, mas que de qualquer forma não poderiam abrir mão de alternativas de fornecimento. Por fim, em uma primeira análise sob a ótica da concorrência, não foram identificados benefícios da restrição em tela.

Com relação à atual proibição de os agentes em análise importarem corrente de hidrocarbonetos, como já se comentou, não foram encontradas justificativas técnicas da ANP que sustentam essa medida. Considera-se, então, que essa proibição pode prejudicar a eficiência econômica e restringir a competição.

Em relação à vedação de o agente importador realizar a mistura de combustíveis derivados de petróleo com biocombustíveis, a ANP (2019c) aponta justificativas para a regra. De acordo com a nota, a regra decorre das limitações da agência para fiscalizar a qualidade do combustível.

Embora as condições da ANP para fiscalizar sejam importantes na avaliação das normas em vigor, no caso específico de o importador realizar mistura de derivados de petróleo com biocombustíveis, se mantida a vedação de se comercializar com posto revendedor, não se identifica aumento da necessidade de fiscalização e do respectivo aumento do custo desse procedimento. Isso porque o importador continuaria com a obrigação de vender para o distribuidor, no qual se poderia fazer a auditoria de qualidade nas mesmas condições já realizadas hoje. Por esse motivo que a proposta em tela sugere que seja eliminada a proibição do importador fazer a mistura de combustíveis, mas mantida a vedação de comercializar com posto revendedor.

Essa racionalidade pode ser aplicada para a possibilidade, hoje vedada, de o importador adquirir do mercado externo a mistura de combustíveis já pronta. Igualmente nesse caso, a proposta de permitir a importação da mistura, em conjunto com a manutenção da proibição do importador vender para posto, mantém as mesmas condições de controle de qualidade uma vez que a mistura importada passará pelo distribuidor com os procedimentos de fiscalização atuais. Em

tal contexto, não haveria então necessidade de se incorrer em custos adicionais de fiscalização porque as auditorias continuariam monitorando os mesmos agentes da mesma forma.

A respeito da proposta em tela ocasionar assimetrias regulatórias e comprometer a concorrência em condições isonômicas por flexibilizar operações do importador sem as exigências de qualidade e estoque cobradas do distribuidor, avalia-se que o risco de tal comprometimento é contornado com a manutenção da proibição do importador vender para posto revendedor. Essa proibição permite que os controles de qualidade e estoque continuem por meio dos agentes atuais, que são o distribuidor e o produtor. Isso porque o importador, não podendo vender para posto revendedor, comercializaria seu produto com o distribuidor ou o produtor, não tomando mercado especialmente do conjunto dos distribuidores, mas eventualmente aumentando a rivalidade entre os próprios distribuidores.

Sobre o benefício de se permitir o importador adquirir ou fazer mistura de combustíveis, avalia-se que equivale a permitir que o mercado revele os arranjos comerciais mais eficientes. Outro benefício é possibilitar aumento da rivalidade entre distribuidores e produtores, em especial no fornecimento de produtos a agentes com menor participação de mercado, o que pode gerar também ganhos de eficiência econômica e ampliação da concorrência nesse elo específico da cadeia.

Por fim, espera-se que a proposta em comento não acarrete impactos significativos sobre os custos de fiscalização da ANP, uma vez que os importadores também apresentam responsabilidade de controle de qualidade dos combustíveis adquiridos no exterior até a comercialização desses derivados aos produtores e distribuidores, por exemplo, conforme estabelecido pela Resolução ANP nº 680/2017. Concomitantemente, nas etapas subsequentes da cadeia, o controle de qualidade dos combustíveis comercializados continuará concentrado nas atividades de produção e de distribuição.

3.4.1.2.5. Síntese do efeito esperado da proposta

Identificam-se benefícios e custos caso se implemente a proposta descrita para a atuação do importador. Como benefícios, identificam-se:

- i. ampliação da concorrência nesse elo específico da cadeia;
- ii. incorporação de outros instrumentos (possibilidades) que podem contribuir para a segurança no abastecimento de combustíveis;
- iii. ajustamento das expectativas de mercado com o papel dos agentes importadores;
- iv. possibilidade de maior agilidade à atividade de importação de combustíveis líquidos;
- v. favorecimento à entrada de novos agentes de importação; e
- vi. possibilidade de novas frentes de comercialização entre agentes e de favorecimento à segurança no abastecimento nacional.

De modo geral a proposta também pode propiciar ganhos de eficiência ao permitir que o mercado, ao invés da regulação, indique os modelos de negócios mais competitivos, evitando que se incorra em custos de transação. Isso pode tornar a regulação mais aderente à adoção de soluções privadas e menos propensa a estruturar a organização da indústria, estabelecer nichos e reservas de mercado, permitindo que a concorrência selecione os arranjos mais eficientes.

Trata-se de orientação normativa mais próxima da regulação por incentivos do que da adoção de mecanismos tradicionais de comando e controle.

Em termos de custo de fiscalização, a manutenção da vedação do importador comercializar com posto revendedor permite que não se eleve esse custo uma vez que as condições de controle da qualidade seriam mantidas pelos canais atuais, pois o importador continuaria comercializando com o produtor ou o distribuidor.

A respeito de custos com assimetria regulatória, novamente a preservação da proibição do importador comercializar com posto revendedor impede que o importador tome mercado do distribuidor, que possui obrigações de qualidade e estoque que não são exigidas do importador. Contudo, a proposta permite aumento da rivalidade entre distribuidores e produtores, o que é benéfico para a concorrência e o bem-estar do consumidor.

Por todo o exposto, avalia-se que a proposta em apreço tende a favorecer o bem-estar do consumidor.

Adicionalmente, a proposta de aprimoramento regulatório pode contribuir para a continuidade de estudos e trabalhos da ANP no escopo da TPC nº 03/2018, sobre a verticalização da cadeia de distribuição de combustíveis, incluindo a vedação de comercialização direta de produtores e importadores para revendedores.

3.4.1.3. Caso do Transportador-Revendedor-Retalhista (TRR)

O Transportador-Revendedor-Retalhista (TRR) é a empresa autorizada pela ANP a adquirir grande quantidade combustível a granel, óleo lubrificante acabado e graxa envasados para depois vender a retalhos. Vender produtos a retalho é a mesma coisa que vender a varejo. É a venda direta ao consumidor final, sem a presença de intermediários. O TRR também é responsável pelo armazenamento, transporte, controle de qualidade e assistência técnica ao consumidor quando da comercialização de combustíveis.

O TRR, portanto, compra combustíveis do distribuidor em seu estado bruto e revende para consumidores específicos. Para conseguir fazer isso, esses negócios costumam ter uma frota especializada (normalmente caminhões-tanque) para armazenar e transportar os produtos.

Não é permitido ao TRR comercializar GLP, gasolinas automotivas, álcool etílico combustível para fins automotivos, biodiesel, mistura biodiesel, combustíveis de aviação e gás natural veicular, comprimido e liquefeito.

De acordo com Alexandre Gonzales (2008):

A atividade TRR tem história relacionada com o início da distribuição de petróleo, em 1871, com o uso de querosene de iluminação. Na ocasião, os importadores distribuíam o produto a revendedores e consumidores. Com o final da 1ª Guerra Mundial, foi alterada a produção de derivados de petróleo para suprimento de novos consumos, como a gasolina e o óleo diesel. Em 1917, o ingresso das empresas estrangeiras na distribuição, extinguiu a figura do importador independente, passando a atuar como revendedor das companhias estrangeiras, sob a denominação de Peddler. No final da década dos 40, em função da grande extensão territorial do País e do aumento do mercado, as companhias internacionais em atividade no Brasil passaram a utilizar o Peddler para entregar também combustíveis, além de querosene.

Em 1971, a atividade é reconhecida oficialmente por meio de Resolução do Conselho Nacional do petróleo, passando então a ser denominada Transportador-Revendedor Retalhista. Durante a crise do petróleo de 1978, as empresas TRR foram estimuladas pelo governo a instalar-se em localidades de difícil acesso, em especial, em regiões agrícolas, com o intuito de redução de consumo, por decorrência da redução de desperdícios causados pelo manuseio, assim como pelos deslocamentos do consumidor até o Posto de Revenda.

Entre as várias funções, o TRR é responsável por fornecer combustíveis para geradores de hospitais, antenas de celulares, indústrias e agricultura com pontos de abastecimento, também em locais de difícil acesso, dentre outros.

Conforme Boletim de TRR – Ano 2/nº 20/agosto de 2019, divulgado pela ANP, os números consolidados dos agentes autorizados a operar no mercado somam 398, com 485 instalações.

A distribuição desses agentes no território está concentrada principalmente nas regiões centrais do País.

No Brasil, também existe a figura do Transportador-Revendedor-Retalhista na Navegação Interior (TRRNI), que é a empresa autorizada pela ANP a comercializar óleo diesel B, óleo diesel marítimo A ou B, óleos combustíveis, óleo combustível marítimo, óleo combustível para turbina elétrica (OCTE), gasolina C, querosene iluminante, óleo lubrificante acabado e/ou graxas lubrificante envasados, ao longo dos canais, rios, lagos, baías, angras e enseadas, a bordo de embarcações.

A comercialização ocorre dentro das embarcações do TTRNI, sob a forma a granel (combustíveis em geral e querosene iluminante) e envasado (querosene iluminante, óleo lubrificante acabado e graxa lubrificante).

O TRRNI também é responsável pelo armazenamento, transporte, controle de qualidade e assistência técnica ao consumidor quando da comercialização de combustíveis.

Não é permitido ao TRRNI adquirir e posteriormente comercializar gasolina A, etanol anidro e hidratado, combustíveis, óleo diesel A, biodiesel (B100), mistura biodiesel/óleo diesel não especificada ou não autorizada pela ANP, gás natural e gás natural veicular, comprimido ou liquefeito, GLP e combustíveis de aviação.

3.4.1.3.1. Base normativa

Compete à ANP regular as atividades relativas ao abastecimento nacional de petróleo, gás natural, derivados e biocombustíveis definido na Lei nº 9.847/1999.

As principais resoluções que orientam a atividade dos TRRs e que, portanto, os agentes desse mercado estão submetidos são as que seguem:

- i. Resolução ANP nº 8/2007 - estabelece requisitos mínimos, de caráter técnico, jurídico, fiscal e de controle de qualidade e restrições de comercialização de combustíveis para o exercício da atividade de Transportador-Revendedor-Retalhista (TRR);
- ii. Resolução ANP nº 10/2016 - estabelece os requisitos necessários à autorização para o exercício da atividade de Transportador-Revendedor-Retalhista na Navegação Interior (TRRNI); e

- iii. Resolução ANP nº 34/2007 – Impede a comercialização de óleo diesel B dos distribuidores para pontos de abastecimento com capacidade de tancagem inferior a 15 m³.

O processo de autorização para o exercício da atividade de TRR impõe a fase de habilitação mediante comprovação da qualificação jurídica e regularidade fiscal através dos documentos constitutivos da empresa no qual conste capital social de no mínimo R\$ 400.000,00 (quatrocentos mil reais) e registro no Sistema de Cadastramento Unificado de Fornecedores (Sicaf), conforme conta do art. 6º da Resolução ANP nº 8/2007.

É imposto ainda ao interessado, para fins de qualificação do empreendimento, nos termos do **art. 7º** da mesma resolução, a apresentação de:

- i. estudo contemplando a projeção mensal do volume de comercialização, por tipo de produto, com a indicação da logística de suprimento e de revenda, por 5 (cinco) anos, indicando a(s) região(ões) geográfica(s) onde pretende atuar;
- ii. projeto de instalação de armazenamento de acordo com a legislação específica, com vistas à homologação pela ANP, assegurada a capacidade mínima de 45m³ (quarenta e cinco metros cúbicos); e
- iii. estimativa da frota de caminhões-tanque a ser utilizada.

Não será outorgada autorização para o exercício da atividade de TRR à empresa que esteja autorizada pela ANP ao exercício da atividade de distribuição de combustíveis líquidos, de Transportador-Revendedor-Retalhista na Navegação Interior (TRRNI) ou de revenda varejista de combustíveis automotivos (**art. 10, V**).

Uma vez habilitada a interessada, inicia-se o processo de outorga em que são exigidos documentos comprobatórios da licença de operação relativa à instalação de armazenamento, dentre outros, bem como a comprovação de frota mínima de 3 (três) caminhões-tanque com capacidade mínima de 30 m³. O terreno onde se encontra a instalação de armazenamento poderá ser próprio ou arrendado, exigindo-se, nesse último caso, prazo contratual mínimo de 5 (cinco) anos.

A empresa somente poderá iniciar a comercialização de combustíveis, lubrificantes e graxas após a publicação no Diário Oficial da União da autorização para o exercício da atividade de TRR conjuntamente com a autorização de operação das instalações de armazenamento.

Quanto aos produtos a serem comercializados pelo TRR, é vedada a aquisição e a comercialização, por TRR, de GLP, gasolinas automotivas, álcool etílico combustível para fins automotivos, biodiesel, mistura biodiesel/óleo diesel não especificada ou não autorizada pela ANP, combustíveis de aviação, e gás natural e gás natural veicular, comprimido e liquefeito (**art. 1º**).

Existem ainda, restrições sobre a aquisição e a revenda dos combustíveis cuja comercialização é permitida. O TRR somente poderá adquirir combustíveis a granel de distribuidor de combustíveis automotivos, e óleo lubrificante acabado e graxa envasados de outro TRR e de produtores e revendedores atacadistas desses produtos (**art. 16**).

Quanto à revenda, o TRR somente pode revender combustível a retalho com entrega em ponto de abastecimento localizado no domicílio do consumidor, combustível a retalho para abastecimento direto de máquinas e veículos de consumidor que possuam restrição de locomoção, dificuldades operacionais ou que estejam em locais de difícil deslocamento, óleo

lubrificante acabado e graxa envasados, e, combustível a retalho para abastecimento de embarcações marítimas ou fluviais (**art. 17**).

Existe, também, vedação ao compartilhamento e à cessão de espaço de instalação de armazenamento de combustíveis entre TRRs e destes com distribuidores, revendedores varejistas de combustíveis e importadores, exceto quando se tratar de cessão de espaço para armazenamento, entre TRRs, de óleo diesel de baixo teor de enxofre (óleo diesel B S50 ou S10). São vedadas, ainda, a alienação, a permuta e a comercialização de combustíveis entre TRR e destes com revendedores varejistas.

Vale citar, por fim, que, segundo a **Resolução ANP nº 58/2014**, as distribuidoras não podem comercializar óleo diesel B com clientes finais cuja capacidade de armazenagem seja inferior a 15 m³. Esse mercado, por via reflexa, é atendido pelos TRRs.

A **Resolução ANP nº 10, de 2016**, que regula o TRRNI determina em seu art. 6º que será indeferido o requerimento de autorização quando: VII - a pessoa jurídica requerente estiver autorizada pela ANP ao exercício da atividade de distribuição de combustíveis líquidos, de TRR ou de revenda varejista de combustíveis automotivos. Também o art. 9º determina que o TRRNI somente poderá adquirir: I - combustíveis, a granel, de distribuidor de combustíveis líquidos.

3.4.1.3.2. Problema Regulatório

De modo similar aos dois casos anteriores, analisam-se restrições regulatórias a alternativas de comércio e organização que podem prejudicar a concorrência e a atuação do mercado na seleção dos agentes e modelos de negócios mais eficientes. Neste caso, as restrições são as que alcançam o TRR.

As restrições supracitadas impedem, por exemplo, que o TRR comercialize qualquer combustível. A Resolução ANP nº 8/2007, em seu § 2º do art. 1º, disciplina o assunto e estabelece que ao TRR é permitido comercializar apenas óleo diesel B, lubrificante e graxa.

Há também limitação das alternativas de compra de combustíveis pelo TRR. O art. 16 da Resolução ANP nº 8/2007 afirma que a operação só poderá ser feita com distribuidores, no caso de combustíveis a granel, e com outros TRRs ou produtores atacadistas, no caso de óleo lubrificante e graxa.

Já quanto aos consumidores que podem ser atendidos pelo segmento, tem-se o art. 17, cuja interpretação conduz ao atendimento pelo TRR de consumidores com pontos de abastecimento em seu domicílio, ou para o atendimento direto de máquinas, veículos com restrição de locomoção e embarcações. Disso resulta a impossibilidade do TRR de comercializar óleo diesel com postos revendedores de combustíveis.

No caso específico do óleo diesel B, a regulação reserva um nicho de mercado para os agentes classificados como TRR. A Resolução nº 34/2007, ao criar a figura do grande consumidor, estabelece o limite mínimo da capacidade de tancagem como sendo de 15 m³ com quem o distribuidor pode comercializar óleo diesel B.

Nesse sentido, a figura do grande consumidor constante da Resolução ANP nº 34/2007 impede consumidores com instalações de armazenagem inferiores a 15 m³ de adquirirem combustíveis (óleo diesel B) diretamente de distribuidoras, criando, assim, por via reflexa, uma reserva de mercado para os agentes classificados como TRR.

Finalmente, a dita Resolução, em seu art. 10, impede a atuação do TRR como distribuidor ou revendedor. O TRR, portanto, não pode atuar em mais de um elo da cadeia.

3.4.1.3.3. Análise

Pode-se afirmar que as restrições mencionadas impedem tanto que o TRR atue em determinados mercados, como, simultaneamente, comercialize com agentes específicos que se encontram em outros elos da cadeia produtiva de combustíveis.

As restrições à atuação do TRR foram objeto de análise do Cade, por meio da Nota Técnica nº 35/2018/DEE/Cade, de 19 de novembro de 2018. O documento responde à TPC ANP nº 03/2018, que aborda o problema de separação vertical da indústria de combustíveis. O Conselho indica que as restrições normativas à atuação do TRR, como a proibição de comercialização de gasolina, de venda para postos de combustíveis, assim como a reserva de mercado para pontos de abastecimento com capacidade inferior à 15 m³, são barreiras à entrada e, portanto, prejudicam a concorrência.

A Nota Técnica nº 35/2018/DEE/Cade cita ainda outros países onde há mais flexibilidade de relações comerciais na cadeia de distribuição de combustíveis, como os Estados Unidos, Itália e México.

No caso do TRR é mais nítida a forma como a regulação estrutura a organização da indústria, criando nichos de mercado e substituindo a concorrência como o instrumento de seleção dos agentes e modelos de negócios. A regulação cria: i) tanto uma reserva de mercado para o TRR, que são os para pontos de abastecimento com capacidade de tancagem inferior à 15 m³; ii) como também estabelece reservas de mercado para os distribuidores com as restrições elencadas de compra e venda de combustíveis impostas aos TRR.

O problema é que os nichos de mercados oriundos da regulação não necessariamente resultam da vantagem competitiva de determinados agentes. Dessa forma a regulação pode ocasionar ineficiências econômicas, dificultando o estabelecimento de uma estrutura de mercado mais concorrencial e com maiores incentivos à redução de custo, ganhos de qualidade e inovação.

Outro aspecto é que as restrições de comercialização impostas aos TRRs, da mesma forma que as impostas aos demais agentes do setor, ao comprometerem a eficiência limitam também o crescimento dos mercados de combustíveis. Sacrificar esse crescimento significa limitar igualmente o aproveitamento do potencial de valor do parque de refino que tem sido privatizado, por meio do processo de desinvestimento conduzido pela Petrobras, restringindo, conseqüentemente, os investimentos que poderiam ser feitos nessa atividade.

Aos TRRs é vedado, por exemplo, comercializar combustíveis utilizados em aviação. No caso do QAV, segundo a ANP, a concentração de mercado é significativa e tem crescido, como mostra a tabela abaixo:

Tabela 8 – Participação de mercado das três maiores distribuidoras (CR3)

Produtos	2008 (%)	2017 (%)
Gasolina C	51,59	64,87
Óleo Diesel B	63,84	72,93
Etanol Hidratado	43,43	54,42
QAV	99,10	99,93

Fonte: ANP. Boletim Abastecimento em Números.

Uma possível justificativa para as vedações à comercialização por TRR de gasolina, óleo diesel e etanol é o fato de existirem menos exigências para sua atuação do que para o distribuidor. Trata-se de assimetria regulatória que torna o investimento mínimo do distribuidor superior ao do TRR. A provável fundamentação econômica da maior obrigação de investimento do distribuidor é a expectativa de que isso favoreça as condições de oferta de combustíveis, com maior infraestrutura de armazenagem, por exemplo. Mas está longe de ser claro por que o próprio mecanismo de mercado não irá assegurar essas mesmas condições, inclusive armazenagem, sem o requerimento regulatório. O fato é que para compensar esses benefícios hipotéticos, o distribuidor é compensado pela regulação com reservas de mercado, como as resultantes das vedações elencadas à atuação do TRR.

Além disso, as reservas de mercado podem prejudicar os consumidores porque impedem que haja competição, ou seja, as reservas atrapalham o número de produtos a serem oferecidos, e consequentemente, a redução de preços, que poderia beneficiar os mais pobres.

Também prejudica os empreendedores que já atuam em outra etapa da cadeia, que poderiam oferecer aquele serviço com custo mais baixo, gerando empregos, riqueza, inovação e desenvolvimento. Com uma regulação de reserva de mercado, esses futuros empreendedores ficam impedidos de entrar em determinada área.

Por outro lado, ao se manter a reserva de mercado ao TRR, promove-se uma especialização no atendimento de nichos de mercado, como frotistas e consumidores distantes dos centros urbanos. Isso pode ser positivo para esses consumidores, principalmente aqueles localizados no interior do país, distante dos grandes centros e bases de distribuição, cujo interesse de atendimento pelas distribuidoras é reduzido. Contudo, cabe avaliar se os próprios agentes, guiados pelo sinal de preço, não supririam os consumidores localizados em regiões de maior escassez do produto. O mercado, então, pelo próprio sistema tradicional de preços poderia ser suficiente para atender os consumidores em foco, com a vantagem de revelar os agentes e arranjos comerciais mais eficientes.

Considerando as restrições regulatórias apontadas, nos próximos itens desse relatório, serão apresentadas sugestões de remoção de barreiras regulatórias à concorrência para a melhoria do bem-estar do consumidor.

3.4.1.3.4. Proposta de aprimoramento da regulação

Tendo como referência as análises supra, é possível avaliar a eliminação de entraves à atuação dos TRRs. Para evitar subestimação dos efeitos dessa eliminação, considera-se que os TRRs poderão comercializar com postos revendedores, sendo suprimidas as restrições à venda direta

de gasolina C, Diesel B e etanol hidratado em razão do disposto no art. 1º da Resolução CNPE nº 12/2019.

A proposta consiste da eliminação das seguintes regras regulatórias:

- (i) vedação de comercialização gasolina e querosene de aviação – GAV e QAV (na Resolução ANP nº 8/2007);
- (ii) vedação de aquisição de GAV diretamente do produtor do combustível, sem a intermediação dos distribuidores (na Resolução ANP nº 8/2007);
- (iii) vedação ao compartilhamento de infraestrutura de armazenagem de gasolina, etanol hidratado, GAV e QAV (na Resolução ANP nº 8/2007); e
- (iv) reserva de mercado do TRR – consumidor de até 15 m³ (na Resolução ANP nº 34/2007).

Visualiza-se que a proposta representa uma das possibilidades que pode incentivar a promoção da concorrência da cadeia de distribuição de combustíveis. Concomitantemente, pode contribuir com os estudos que têm sido conduzidos pela ANP visando ao aprimoramento regulatório do abastecimento da indústria de petróleo, inclusive auxiliando a continuidade da análise da TPC nº 03/2018, sobre a verticalização da cadeia de distribuição de combustíveis.

A possibilidade de que mais agentes atuem na comercialização de combustíveis de aviação, por exemplo, que no caso do QAV é um mercado altamente concentrado, pode significar um robustecimento da oferta de produtos e uma elevação da concorrência no setor – o que, dada a estrutura de mercado existente no abastecimento de combustíveis, pode resultar em melhores oportunidades de negócios para empresas e para o consumidor, em benefício de toda coletividade.

A elevada participação das distribuidoras para QAV estimula a assimetria na transmissão de preços ao longo da cadeia de distribuição de combustíveis e reduz a competição, o que dificulta que os consumidores sejam beneficiados pelas reduções de preço praticadas pela Petrobras.

A eliminação da restrição à comercialização de GAV e QAV por TRR possibilita maior rivalidade entre os distribuidores. O incremento da rivalidade decorre do fato de o TRR contestar o mercado de outro distribuidor. Com o fim da restrição mencionada, as possibilidades de contestação aumentam.

No tocante à eliminação da restrição de os TRRs adquirem GAV dos produtores de combustíveis de aviação, pode haver contestação do poder de mercado dos distribuidores para o mercado consumidor de menor escala. Ademais, essa flexibilidade pode permitir que o mercado revele os arranjos mais eficientes. Atualmente, não há regras de formação de estoques para o referido combustível.

A possibilidade de aquisição exposta acima não é estendida para o mercado de QAV, permanecendo a obrigatoriedade do TRR adquirir o combustível com intermediação dos distribuidores. Essa restrição se justifica pela assimetria regulatória, uma vez que existem regras de estoques mínimos de operação para QAV atribuídas aos produtores e distribuidores, conforme disposto na Resolução ANP nº 6/2015. No caso do GAV, não há exigência de estoques mínimos e, portanto, o problema de assimetria regulatória referido.

Em relação à qualidade dos combustíveis comercializados, observa-se que, conforme disposição da Resolução ANP nº 8/2007, a atividade dos TRRs engloba o controle de qualidade e a

assistência técnica ao consumidor quando da comercialização de combustíveis. Dessa forma, a flexibilidade de comercialização e aquisição de QAV e GAV não excluirá a responsabilidade de qualidade para o exercício da atividade de TRR. Nesse sentido, cabe mencionar que esse agente autorizado é um dos agentes econômicos incluídos no PMQC, estabelecido por meio da Resolução ANP nº 790/2019, estabelecendo que os agentes econômicos ficam obrigados a contratar laboratório credenciado para coletar, transportar e realizar análises físico-químicas em amostras de combustíveis líquidos automotivos.

Por conseguinte, ao se extinguir a reserva de mercado dos TRRs, a rivalidade com as distribuidoras de menor porte também poderá ser potencialmente ampliada, gerando mais eficiência ao mercado.

Justifica-se o incentivo à rivalidade mais à jusante na cadeia haja vista que a constituição do TRR se deu para atender o mercado de menor porte, ou seja, o segmento já compreende a reserva de mercado para o atendimento a consumidores finais, podendo inclusive atender consumidores com capacidade de tancagem superior a 15 m³.

De outro norte, apesar da assimetria regulatória, não se identificam prejuízos significativos à atividade de distribuição uma vez que os TRRs continuarão adquirindo combustíveis dos distribuidores. Mesmo num cenário em que os TRRs poderão comercializar gasolina e etanol como decorrência da Resolução CNPE nº 12/2019, a participação de mercado do conjunto dos distribuidores é preservado, o único efeito da proposta seria aumento da rivalidade entre os mesmos, o que não há justificativa econômica para se impedir.

Além disso, considerando a possibilidade de eliminação das restrições apontadas e partindo da hipótese de supressão das restrições à venda direta de gasolina C, diesel B e etanol hidratado em razão da Resolução CNPE nº 12/2019, mostra-se sem razão a manutenção da vedação ao compartilhamento de infraestrutura de armazenagem de gasolina, etanol hidratado, GAV, QAV.

Nesse sentido, a possibilidade de compartilhamento de infraestrutura de armazenagem entre TRRs também se coaduna com a liberalização da comercialização de combustíveis de que trata a Resolução CNPE nº 12/2019. Considerando que os TRRs irão poder comercializar uma gama maior de combustíveis, o fim da reserva de mercado aliado à possibilidade do compartilhamento da armazenagem, pode trazer redução de barreiras à entrada e de custos operacionais para a atividade, contribuindo, por via reflexa, em ganhos de eficiência econômica.

O maior benefício relacionado ao fim dessas restrições se dá no fato de permitir que o mercado premie os agentes e modelos de negócios mais eficientes. Dessa forma, eventuais nichos de mercado resultariam do esforço competitivo do agente e não do planejamento do poder público, que dificilmente teria condições de premiar as iniciativas de maior esforço e benefício para o consumidor como faz o mercado.

No caso dos custos, a aquisição de GAV do produtor e manutenção da obrigatoriedade dos TRRs continuarem adquirindo os demais combustíveis do distribuidor permite que a eliminação dos entraves regulatórios citados não ocasione assimetrias regulatórias e comprometa condições isonômicas de competição. O fim da reserva de mercado do TRR tem o mesmo sentido de preservar tal isonomia em cenário com menores restrições de atuação desse agente.

Por fim, espera-se que a proposta em apreço não ocasione impactos significativos sobre os custos de fiscalização da ANP, pois os TRRs também apresentam responsabilidade regulatória de controle de qualidade dos combustíveis comercializados e, adicionalmente, continuarão a

adquirir combustíveis dos distribuidores que também apresentam responsabilidade de qualidade. Além disso, como citado anteriormente, os TRRs também estão incluídos no escopo do PMQC.

3.4.1.3.5. Síntese do efeito esperado da proposta

A proposta de aprimoramento regulatório descrita tem o benefício de aumentar as alternativas de abastecimento de combustíveis no varejo, favorecendo a concorrência na atividade.

De modo geral a proposta também pode propiciar ganhos de eficiência ao permitir que o mercado, ao invés da regulação, indique os modelos de negócios mais competitivos, evitando que se incorra em custos de transação desnecessários para o atendimento mais eficiente para o consumidor. Isso pode tornar a regulação mais aderente à adoção de soluções privadas e menos propensa a estruturar a organização da indústria, estabelecer nichos e reservas de mercado, permitindo que a concorrência selecione os arranjos mais eficientes. Trata-se de orientação normativa mais próxima da regulação por incentivos do que da adoção de mecanismos tradicionais de comando e controle.

Um custo que se poderia atribuir à proposta em comento é a criação de assimetrias regulatórias decorrentes da flexibilização das vedações aos TRRs de comercializar GAV e QAV, bem como de compartilhar a armazenagem de combustíveis. Contudo, como se propõe eliminar também a reserva de mercado do TRR e se manter a obrigação de adquirir combustível junto ao distribuidor, avalia-se que a proposta não compromete a concorrência em condições isonômicas.

Por todo o exposto, avalia-se que a proposta em apreço tende a favorecer o bem-estar do consumidor.

Adicionalmente, a proposta de aprimoramento regulatório pode contribuir para a continuidade de estudos e trabalhos da ANP no escopo da TPC nº 03/2018, sobre a verticalização da cadeia de distribuição de combustíveis, incluindo a vedação de que os TRRs comercializem outros combustíveis, além de óleo diesel; a manutenção da obrigatoriedade de que os TRRs comprem diretamente dos distribuidores; e a manutenção das limitações de comercialização para distribuidores e TRRs no que se refere aos pontos de abastecimento.

3.4.1.4. Avaliação conjunta das propostas

As seções precedentes reuniram limitações da regulação às relações de comércio entre agentes do *downstream* que podem constituir barreiras à entrada e dificultar o mercado revelar os arranjos de negócios mais eficientes. Por isso, apresentaram-se propostas de aprimoramento normativo que abordam esses problemas potenciais. As propostas alcançam produtores (refinarias) e importadores de combustíveis, bem como o TRR. No caso dos produtores, a proposta é permitir a realização de mistura de combustível fóssil com biocombustível, bem como a venda direta com postos revendedores. Propõe-se também possibilitar a prestação de serviço de refinador para outros segmentos e o aluguel da estrutura para agentes interessados em operar a unidade de refino. Em relação ao importador e o TRR, as propostas são de eliminar parte das restrições de comércio previstas nas Resoluções ANP nº 777/2019 e nº 8/2007, respectivamente, quando não se identificam justificativas econômicas para mantê-las.

O sentido das propostas é tornar a regulação mais aderente à adoção de mecanismos de mercado e menos propensa a estruturar a organização da indústria, estabelecer nichos e reservas de mercado, permitindo que a concorrência selecione os arranjos mais eficientes. Trata-se de orientação normativa mais próxima da regulação por incentivos do que da adoção de mecanismos tradicionais de comando e controle, que abre caminho para construção gradativa de ambiente de negócios mais favoráveis à competição, aos ganhos de eficiência, à realização de investimentos e inovações. Essa orientação, por exemplo, pode facilitar a prestação de novos serviços, como a entrega a domicílio de combustíveis, cuja disponibilidade merece ser estudada, inclusive, no sentido de construir modelo regulatório mais favorável às inovações tecnológicas e institucionais.

As propostas de aprimoramento regulatório também são aderentes à literatura econômica discutida. Os trabalhos mais recentes sobre economias de integração vertical, por exemplo, apontam as dificuldades de se determinar *a priori* o impacto esperado de vedações a essa integração, de modo que controle *a posteriori* sobre o assunto pode ser mais adequado à promoção da eficiência e bem-estar do consumidor. O próprio potencial competitivo dos mercados de refino, distribuição e revenda não amparam de modo claro, como em indústrias de rede (setores elétrico e de gás natural, entre outros), a separação vertical estrutural como instrumento para impedir que segmentos não competitivos de uma cadeia produtiva fechem mercado de outros potencialmente competitivos.

Em relação às experiências internacionais, nota-se que vários países já implementaram mudanças regulatórias que conferem mais papel ao mercado do que o ao regulador na organização da indústria de combustíveis, permitindo que a concorrência selecione os modelos de negócios mais eficientes. De modo geral, a estratégia de verticalização societária, e não a venda direta, é a estratégia usual dos agentes de refino que ampliam suas ações ao longo dos elos da cadeia produtiva de combustíveis. De qualquer forma, as reestruturações regulatórias voltadas para a atração de novos agentes privados e ganhos de eficiência promovem via de regra maior liberdade de arranjos comerciais e societários, em linha com as propostas discutidas neste documento. Registre-se ainda que as experiências mostram que outras iniciativas, além da maior liberdade conferida aos agentes para escolher suas estratégias de comércio e formas de governança, podem ajudar a dinamizar a competição na indústria de combustíveis, como a participação de grandes redes de varejo no mercado de revenda e ampliação da infraestrutura de movimentação e logística de combustíveis.

Cabe registrar que as propostas elencadas aqui podem representar alternativas adicionais ao que se avalia no âmbito da TPC ANP nº 03/2018, a título de aperfeiçoamento regulatório, ampliando o rol de opções disponíveis para a agência analisar e decidir de forma autônoma sobre as regras relativas à comercialização e verticalização da indústria de combustíveis.

Uma ressalva final sobre as propostas descritas é que não exploraram melhorias nas políticas vigentes de qualidade e estoques de combustíveis. Essas políticas focam em atributos que beneficiam o consumidor, como a preservação de equipamentos e a própria segurança, no caso das ações regulatórias destinadas à qualidade. As regras de estoques mínimos para os agentes do segmento de distribuição, por sua vez, contribuem para a regularidade das condições de oferta no mercado, o que pode ser mais relevante no cenário imediato de desinvestimento estatal no segmento de refino. Em que pesem tais benefícios, as políticas de qualidade e estoque impõem custos regulatórios, os quais justificam per se avaliação dos órgãos públicos responsáveis. Ademais, como as políticas em tela limitam as alternativas de flexibilização de

arranjos comerciais e respectivos modelos de negócios, em vista do problema de assimetria regulatória comentado, avaliá-las e aprimorá-las pode permitir que mais modelos concorram no mercado em benefício da eficiência e em última instância do próprio consumidor. Por esse motivo, recomenda-se que ocorra tal avaliação, cabendo mencionar, por último, observações da OCDE (2013) de que condições operacionais exigidas para autorizar o funcionamento do distribuidor podem amparar barreiras à entrada e prejudicar a concorrência.

3.4.2. Restrições aos arranjos societários

O tema em análise, que trata de restrições a arranjos societários na cadeia de combustíveis líquidos (inclusive GLP), obteve maior atenção nos debates sobre a regulação a partir da TPC nº 03/2018 da ANP com o objetivo de “Coletar dados, informações e evidências que contribuam para a análise da verticalização da cadeia de distribuição de combustíveis”.

Existem várias possibilidades de limitações que a ANP pode estabelecer quanto à verticalização. Optou-se por exemplificar três formas de verticalização, mencionadas pelo Cade na TPC nº 03/2018, na Nota Técnica 35/2018/DEE/Cade:

- (i) a atuação vertical direta;
- (ii) atuação vertical via participação societária em outra entidade e
- (iii) atuação comercial com parte da cadeia produtiva.

O referido documento define a restrição regulatória à atuação vertical direta como o impedimento de que um mesmo agente atue diretamente em dois elos verticalmente integrados de uma cadeia de produção. Também define a vedação à atuação vertical via participação societária em outra entidade, como o impedimento a um agente atue em um elo da cadeia e invista ou participe como sócio em outro agente de outro elo da cadeia. Também define a vedação à atuação comercial em outro elo da cadeia produtiva como o impedimento a que um agente atue em um elo e comercialize produtos com outros agentes de outros elos, como, por exemplo, um posto embandeirado que adquire combustível de agente com bandeira diferente ou TRR que adquire de importador, conforme já mencionado nas seções anteriores deste relatório.

Convém ainda esclarecer que a posição do Cade, apresentada na TPC nº 03/2018 foi de que:

(...) vedações regulatórias à verticalização podem trazer malefícios e impedir arranjos societários eficientes, não sendo salutar haver uma tábula rasa, ou seja, uma regra que impede arranjos verticais para todo e qualquer caso. Deste modo, talvez fosse o caso de se repensar o tratamento dispensado à verticalização pelas regras regulatórias, permitindo que os TRR tenham maior liberdade de atuação, sem reservas de mercado, bem como que a revenda de combustíveis também possa se estruturar e comercializar de maneira não tão dependente de distribuidores de combustíveis.

3.4.2.1. Legislação

O modelo regulatório atual é caracterizado por restrições a arranjos societários no mercado de distribuição de combustíveis com vedações a atuação vertical direta, bem como há limitações à participação societária em outras entidades com atuação na mesma cadeia produtiva.

Em relação à atuação vertical direta, o art. 33 da Resolução ANP nº 58/2014 impede que o distribuidor de combustíveis líquidos atue como revendedor varejista de combustíveis automotivos, impedindo, dessa forma, a integração vertical a jusante da cadeia de distribuição. Segue a seguir a transcrição do art. 33.

Art. 33. Fica vedado ao distribuidor de combustíveis líquidos autorizado pela ANP o exercício da atividade de transportador revendedor retalhista e de revenda varejista de combustíveis automotivos.

A vedação de integração vertical entre as atividades também é reflexo do art. 26 da Resolução ANP nº 41/2013 que regula o exercício da atividade de revenda varejista de combustíveis automotivos.

Destarte, a regulação da ANP proíbe que o distribuidor exerça a atividade de revenda, limitando a sua comercialização a vendas para outro distribuidor que atenda os pré-requisitos para atividade, TRR, grandes consumidores, consumidores finais (Postos de Abastecimento) e revendedores.

Em relação à atividade de distribuição de combustíveis líquidos, a Resolução nº 58/2014 também restringe a participação dos distribuidores, como pessoa jurídica no quadro societário do revendedor varejista, TRR e TRRNI, à exceção dos casos autorizados para o exercício da atividade de posto revendedor escola por distribuidor de combustíveis automotivos. No entanto, não há impedimento regulatório que os sócios de uma pessoa jurídica autorizada ao exercício da atividade de distribuição configurem no quadro de sócios de um revendedor varejista.

No que se refere à atividade de GLP, a Resolução ANP nº 49/2016 vedava a atividade de revenda ao distribuidor de GLP, porém é possível que este participe do quadro de sócios de revenda autorizada pela ANP, conforme estabelece o art. 36 da Resolução ANP 49/2016, discriminado a seguir.

Do Exercício da Atividade de Revenda de GLP por Distribuidor de GLP

Art. 36. Fica vedado ao distribuidor de GLP autorizado pela ANP o exercício da atividade de revenda de GLP, podendo, contudo, participar do quadro de sócios de revendedor de GLP autorizado pela ANP.

No entanto, a restrição de integração vertical entre distribuidor e revendedor de GLP foi revogada em 2019, por meio da Resolução ANP nº 797/2019. Dessa forma, em relação ao mercado de GLP, parece existir maior grau de liberdade aos arranjos societário em relação ao mercado de distribuição de combustíveis líquidos.

Conforme citado anteriormente, uma das medidas pró- concorrenciais sugeridas pelo Cade para o setor de combustíveis é a disponibilidade de informações aos consumidores sobre o nome do revendedor de combustível, quantidade de postos que possui e as marcas a que está associado. Em relação a esse aspecto, existe proposta legislativa em andamento (PL nº 10.666-A de 2018), o qual dispõe sobre a exigência a revendedores de combustíveis de expor informações relativas

ao proprietário do estabelecimento de revenda e aos demais estabelecimentos a ele vinculados, como por exemplo o nome do revendedor de combustível, quantos postos o revendedor possui e a quais outras marcas está associado. O respectivo PL encontra-se aguardando designação de Relator na Comissão de Seguridade Social e Família (CSSF).

Em relação à verticalização entre as atividades de distribuição e refino, não pode visualizadas restrições a esse tipo de integração organizacional, caso sejam constituídas pessoas jurídicas distintas. No entanto, observa-se, conforme mencionado anteriormente, que o arcabouço vigente veda a comercialização pelo refinador de qualquer produto aos postos de revenda. Essa vedação torna compulsória a presença da figura do distribuidor em todas as transações de combustíveis e biocombustíveis, como se verá adiante.

Por último, na distribuição de combustíveis de aviação, os requisitos estão estabelecidos nas resoluções ANP nº 17/2006 e nº 748/2019. A atividade é mais abrangente e contempla a aquisição, armazenamento, transporte, comercialização, controle de qualidade, assistência técnica e abastecimento de aeronaves.

A comercialização de combustíveis de aviação é definida e limitada no art. 19 da referida Resolução, o qual restringe a comercialização do distribuidor com outro distribuidor, revendedor vinculado ou independente que possuir instalação de tancagem localizada em Parque de Abastecimento de Aeronaves (PAA) autorizada pela administração aeroportuária local a operar, quando instalada em aeródromo público, ou pelo proprietário, quando em aeródromo privado, e também aos consumidores para abastecimento de aeronaves, somente em aeródromo em que dispuser de instalação de tancagem localizada em PAA, e para entrega em instalação de ponto de abastecimento.

Observam-se exceções quanto à comercialização ao consumidor: em caso de solicitação das Forças Armadas (Marinha, Exército e Aeronáutica), Forças Auxiliares (Polícia e Corpo de Bombeiros Militar) e de outros órgãos públicos para abastecimento de aeronaves em locais desprovidos de PAA; casos de sinistros em PAA que impossibilitem o abastecimento de aeronaves; e em aeródromo público no qual não haja distribuidor ou revendedor com instalação de tancagem localizada em PAA.

Assim, o distribuidor de combustíveis de aviação pode atuar em todos os elos à jusante da cadeia logística.

3.4.2.2. Descrição do problema regulatório

De forma diversa a de países que estruturaram seus mercados de forma verticalizada e em alguns casos monopolista, no Brasil, o segmento de distribuição sempre comportou várias empresas. Trata-se de uma estrutura oligopolista competitiva (PINTO JUNIOR, 2016).

Sob o ponto de vista concorrencial, preocupam os quesitos referentes à forma de alienação dos ativos que se observe e abstenha de transações que resultem em eventual reforço de integração vertical, que poderia gerar fechamento do mercado e discriminação.

Também coloca que a análise do adquirente gera três situações possíveis quanto ao cenário concorrencial: (i) quando o agente não atua no mercado, o que aumenta a concorrência; (ii) quando o agente já atua no mercado como concorrente ou em outro mercado verticalmente relacionado, caso em que dependerá da estrutura resultante e (iii) quando o agente é o principal

concorrente ou possui significativa atuação em mercados verticalmente relacionados, na compra ou fornecimento de insumos, situação considerada preocupante (Cade, 2017).

Convém destacar que, dada a característica de segmentação do mercado atual de combustíveis, a primeira verticalização possível seria de integração dos elos da distribuição e da revenda.

Uma segunda possibilidade é de verticalização do refino à revenda. Uma terceira seria de empresas atuarem verticalizadas do *upstream* aos postos de revenda. Mister destacar que, em todas as hipóteses, o que se discute é permitir novas formas de organização e arranjos, não a extinção dos atuais.

3.4.2.3. Relação distribuidora-posto revendedor

Diante dos elementos já colocados, observa-se que as preocupações com arranjos verticais, especialmente no setor de combustíveis, se relacionam a possibilidades de exercício de poder de mercado por empresas com concentração econômica nos diferentes elos da cadeia. Além disso, outras consequências indesejáveis reportadas pela literatura⁴⁴ se relacionam a contratos desequilibrados, exclusividade e outras práticas injustas dos elos mais fortes junto aos mais fracos da cadeia (OECD, 2008a).

Analisando a realidade do mercado brasileiro, constata-se que algumas dessas consequências indesejáveis de modelos de arranjo vertical já se fazem presentes no atual contexto.

Há elementos para inferir que a forma como as distribuidoras atuam junto aos revendedores possuem desequilíbrio e causam uma relação de dependência.

Essas condutas podem ser definidas como “*brand preemption*”, caracterizada quando um agente majoritário apresenta uma conduta de ocupação dos espaços de entrantes pela criação ou utilização de todas as marcas disponíveis, e essa indisponibilidade de informações ao consumidor interfere no grau de concorrência do mercado.

Hoje, um mesmo proprietário de posto revendedor pode ter várias marcas, mas se o consumidor não estiver ciente de que se trata de um mesmo agente econômico, pode entender com uma prática de cartel diante de várias unidades com o mesmo preço.

Embora seja clara a proibição da verticalização entre os segmentos distintos do mercado de combustíveis, são permitidos diversos arranjos contratuais que envolvem determinado grau de integração vertical. Um exemplo é quando a distribuidora é proprietária de terrenos onde se situam postos revendedores e de outros ativos necessários à revenda de combustíveis, envolvendo, na maioria das vezes, contratos de exclusividade. Porém, a integração vertical já ocorre por meio de contratos, obtendo efeitos parecidos (inclusive, alguns benéficos para a eficiência econômica) ao da integração propriamente dita (a societária).

Mesmo quando não detêm a propriedade do terreno, as distribuidoras podem realizar importantes investimentos no posto (visualização da marca, tanques e bombas de combustível). Tais investimentos podem ser complementados por empréstimos para garantir que o revendedor cumpra os requisitos de imagem e qualidade desejados pela distribuidora. Minimizando o risco da relação agente-principal e operando o varejo de forma a maximizar o

⁴⁴ OECD. (2008a)

seu lucro, o conjunto distribuidora/revendedor atua, na prática, como uma empresa verticalmente integrada, de forma a evitar a dupla marginalização (Junior *et. al*, 2008).

Também se observam relações contratuais que exigem exclusividade de compra de combustíveis de posto revendedor junto a distribuidoras. Alguns pontos importantes desta “relação de exclusividade” no abastecimento de combustíveis líquidos entre postos revendedores e distribuidoras podem ser destacados: (i) postos com bandeira, em maioria, recebem investimentos das distribuidoras; (ii) distribuidoras garantem a qualidade do combustível para preservar sua marca; (iii) há, muitas vezes, assessoria técnica e financeira da distribuidora para o revendedor; e (iv) a marca exerce grande influência nas preferências dos consumidores, suscitando uma diferenciação do produto comercializado.

A exclusividade pode, de um lado, garantir ao revendedor maior segurança no abastecimento e qualidade do combustível e maior visibilidade para venda, devido à diferenciação do seu produto. Esta diferenciação pela marca escolhida pode influenciar a competitividade no segmento de revenda pela concorrência entre distribuidoras, visto que, mesmo que cada agente revendedor busque maximizar o seu lucro, o peso da distribuidora no mercado terá um papel importante para garantir maiores condições de competitividade.

Por outro lado, como o uso da marca do distribuidor pelo revendedor impõe contratos de fidelidade, a livre movimentação dos revendedores, no curto/médio prazos, torna-se limitada, o que diminui o seu poder de barganha. Além disso, é importante ressaltar que a assessoria financeira e os investimentos empregados pelas distribuidoras aos postos revendedores podem resultar em significativas concentrações de mercado. Inclusive, adota-se no setor a prática de arrendamento de postos revendedores de combustíveis líquidos pelos distribuidoras, dado que, legalmente não podem exercer a atividade de revenda.

Destarte, a existência de contratos de exclusividade entre postos “bandeirados” e distribuidoras de combustíveis, sem a devida regulação das restrições verticais, além de gerar práticas comerciais que emulam a integração vertical, possibilita o surgimento de práticas envolvendo a fixação do preço de revenda. A principal preocupação concernente a esta conduta refere-se à eliminação da competição intramarca.

Portanto, o ponto principal é que a verticalização da cadeia já ocorre de outras formas, que não a societária, por meio de contratos, obtendo efeitos parecidos (inclusive, alguns benéficos para a eficiência econômica) ao da integração propriamente dita (a societária). Se há o conceito de que a verticalização na cadeia de combustíveis não é desejada, seria papel do regulador atuar para que as práticas mencionadas fossem impedidas.

Importante destacar que a regulação relativa à fidelidade da bandeira pode, em princípio, se enquadrar como regulação voltada a restringir operações comerciais entre os agentes, que define de forma “implícita” uma proibição a uma forma específica de verticalização, com bandeira, porém sem exclusividade, entre os segmentos distintos do mercado de combustíveis.

No que tange à proibição de comercialização a revendedores com bandeira diferente da distribuidora, entende-se que esta vedação carrega consigo a justificativa de proteção do consumidor contra a comercialização de combustível de origem desconhecida por revendas que utilizem as marcas de penetração nacional, por razões ligadas a confiabilidade da marca e da procedência do produto.

Diante das vantagens desse modelo de negócio, em que as relações acontecem exclusivamente no âmbito dos agentes privados, não parece justificável a interferência da agência reguladora. Essa tutela regulatória tem o condão de reforçar o embandeiramento, engessando o mercado.

Ora, se uma distribuidora investe em qualidade e em sua marca para que seu produto seja mais valorizado, esse atributo deve estar refletido na negociação nos contratos realizados entre os agentes, com exigências de cláusulas de exclusividade e de informação do posto sobre a origem do combustível. O mérito de o consumidor valorizar a diferenciação do produto de determinada marca é totalmente das empresas.

Entende-se, nesse ponto, que a configuração atual do mercado de distribuição é extremamente favorável às grandes distribuidoras, que são pouco ameaçadas pelas distribuidoras de pequeno e médio porte. Como estas últimas têm, no geral, baixa eficiência operacional, as distribuidoras líderes podem manter elevadas margens na comercialização do produto sem risco de perda de participação de mercado – afinal, o custo daquelas é superior por supostamente serem ineficientes. Assim, permitir que possa ocorrer maior integração/verticalização pode contribuir para o aumento da eficiência, o que fortaleceria grupos médios de distribuidores e revendedores, e, dessa forma, gerar uma concorrência mais efetiva nos segmentos de distribuição e revenda.

3.4.2.4. Relação refino/importador - distribuidora

Conforme citado, o suprimento primário de combustíveis líquidos contém, em algumas etapas, características de monopólio natural, pois, em princípio, a infraestrutura dutoviária conectada a ativos de refino possui custos fixos muito elevados e custos variáveis baixos. Como as refinarias possuem influência espacial que determinam seu mercado relevante, a infraestrutura de movimentação em torno do ativo de produção pode ser caracterizada como um monopólio natural com influência regional. Entretanto, a possibilidade de contestação desses mercados regionais por meio de importações tenderia a diminuir o poder de mercado das refinarias.

De todo o modo, observa-se a existência de segmento com características de monopólio natural na cadeia, o que poderia gerar atuações do regulador para inibir o poder de mercado do detentor do ativo.

No âmbito da regulação econômica, as ações para tratar os monopólios naturais em indústria de rede são aplicadas através da utilização da doutrina das infraestruturas essenciais (*essential facilities*). Essas ações envolvem algum tipo de intervenção do órgão regulador para estabelecer regras de acesso não discriminatório a preços justos para que novos ofertantes possam movimentar combustíveis líquidos nessas instalações. Nessa hipótese, também são aplicadas medidas para restringir a verticalização entre segmentos, especialmente do transporte com a produção e com a comercialização. De modo geral, aplicam-se os instrumentos de desverticalização societária e funcional. Nesse último caso, apesar de permitir a propriedade de empresas entre diferentes elos da cadeia, são estabelecidas restrições para segregar funções, evitar conflitos de interesse e garantir a independência entre os elos da cadeia. Pode-se citar, por exemplo, a proibição de indicação de membros da diretoria e conselhos, vedação ou limitação de transações comerciais entre segmentos (*self-dealing*), regras de transparência, entre outros.

A regulação atual do setor de combustíveis, contudo, não impõe proibição de verticalização entre os segmentos de refino e movimentação de líquidos, a qual deveria gerar maior preocupação do regulador quanto à promoção da concorrência, ao menos à luz das boas práticas da regulação de *essential facilities*.

Como citado, a existência de terminais portuários sem barreiras à entrada de agentes se configura como uma possibilidade de aumento da concorrência nos mercados relevantes através de importações. Não obstante, não está no escopo dessa seção avaliar as barreiras à entrada de importadores de combustíveis.

Nesse ponto, cabe salientar que a ANP estabeleceu a extinção da vedação à importação de combustíveis pelas distribuidoras com a Resolução da ANP nº 777/2019, a qual em seu art. 14 permite além dos consumidores finais, os agentes distribuidores e produtores autorizados pela ANP importar ou exportar produtos.

Considerando-se que tanto as refinarias como importadores são os elos de suprimento primário da cadeia de combustíveis, questiona-se se não há eventual falta de isonomia regulatória entre refinarias e importadores. Entende-se que a motivação da Agência para a liberação das importações por distribuidoras reside na promoção de maior liberdade econômica nas transações. Se isso vale para importações, questiona-se se também não deveria valer para refinarias. Ou seja, permitir que a distribuidora possa se verticalizar com a refinaria.

Vale ressaltar que, no caso brasileiro, ambos segmentos possuem concentração econômica, de tal modo que uma eventual fusão de uma distribuidora de grande porte com uma refinaria poderia gerar prejuízos à concorrência. Todavia, há que se considerar a potencial ocorrência de outros arranjos de negócio advindos da liberação da verticalização entre esses segmentos que possam gerar aumento da eficiência econômica.

Como exemplo, cita-se possíveis investimentos em pequenas refinarias sob uma ótica empresarial vertical, ou seja, a mesma empresa produz o derivado, distribui e vende aos consumidores finais. Em um contexto de concentração econômica, especialmente no refino, tais arranjos poderiam representar uma maior contestação do mercado de refinarias e distribuidoras, ainda que em nichos regionais.

Portanto, é papel da ANP avaliar os benefícios de possíveis novos modelos de negócios que possam aumentar a competição do mercado e os custos de eventuais formações de grupos com elevado poder de mercado. Importa mencionar que, nesse último caso, o Cade tem o papel avaliar, por meio de Atos de Concentração, se o mercado resultante traria prejuízos à sociedade.

Do exposto, o problema regulatório a ser considerado no presente relatório, em suma, consiste na investigação da hipótese de as diversas vedações de relações entre agentes, tratadas como limitações que a regulação impõe à forma de atuação das empresas, resultam em impedimentos que prejudiquem a competitividade, desencorajem a entrada de novos agentes ou até mesmo gerem ineficiências. Pode-se aprofundar a investigação da hipótese de que a regulação gera excessivo poder de barganha aos distribuidores. Isso porque os normativos impediriam a maior contestação no mercado de outros agentes de elos a jusante e a montante da cadeia.

Essa compreensão não redundaria em imaginar que a regulação foi estabelecida com este propósito. Porém, este estudo procura explorar possibilidades de ocorrências de ajustes regulatórios que possam gerar benefícios de redução de custos, eliminação de duplas margens e que eficiências possam ser apropriadas pelos consumidores.

3.4.2.5. Alternativas regulatórias

Em linhas gerais, vislumbram-se três alternativas de alteração regulatória no que se refere à verticalização no setor de combustíveis, além da própria alternativa de manutenção do status quo:

- A. permissão de verticalização entre distribuição e revenda (revogando art. 33 da Resolução ANP nº 58/2014 e art. 26 da Resolução ANP nº 41/2013); ou
- B. permissão de verticalização entre distribuição e suprimento primário (refino e distribuição); ou
- C. permissão de verticalização irrestrita

Os benefícios das alternativas elencadas já foram apontados nas seções precedentes, quando da exposição dos ganhos potenciais de eficiência decorrentes da verticalização. Quanto aos custos, há o *trade-off* já comentado entre os referidos ganhos e o risco de concentração de mercado, com possíveis efeitos negativos sobre a concorrência decorrentes de tal concentração.

A literatura econômica descrita aponta, contudo, que há outros meios para contornar eventuais problemas de concorrência da verticalização, inclusive, em vista da dificuldade de identificá-los *a priori*, o que pode tornar mais adequados controles *a posteriori*, como procedem os órgãos de defesa da concorrência. Além da literatura econômica, as experiências internacionais indicam vários países que flexibilizaram as possibilidades de obtenção de economias de integração vertical, valendo-se de outros mecanismos de promoção da concorrência.

Por fim, em relação aos possíveis custos das alternativas, um fator a ser considerado é a assimetria regulatória entre os agentes do setor, decorrentes basicamente das políticas de qualidade e estoques mínimos de combustíveis, conforme já explicado anteriormente. Esclareceu-se também que as políticas de estoque e qualidade, em que pesem seus benefícios, impõem custos regulatórios, os quais justificam per se a avaliação dos órgãos públicos responsáveis. Ademais, como limitam as alternativas de flexibilização de arranjos comerciais e respectivos modelos de negócios, em vista do problema de assimetria regulatória comentado, avaliá-las e aprimorá-las pode permitir que mais modelos concorram no mercado em benefício da eficiência e em última instância do próprio consumidor. Por esse motivo, recomenda-se que ocorra tal avaliação, cabendo mencionar, por último, observações da OCDE (2013) de que condições operacionais exigidas para autorizar o funcionamento do distribuidor podem amparar barreiras à entrada e prejudicar a concorrência.

3.5. Novos agentes adquirentes das refinarias

As fontes de suprimento dos combustíveis fósseis são a produção local e a importação. O fornecimento se dá por fluxos de movimentação regionais, inter-regionais e a importação. Esses fluxos logísticos ocorrem entre as suas origens e destinos (ANP, 2013). A Figura 33 ilustra esses fluxos:

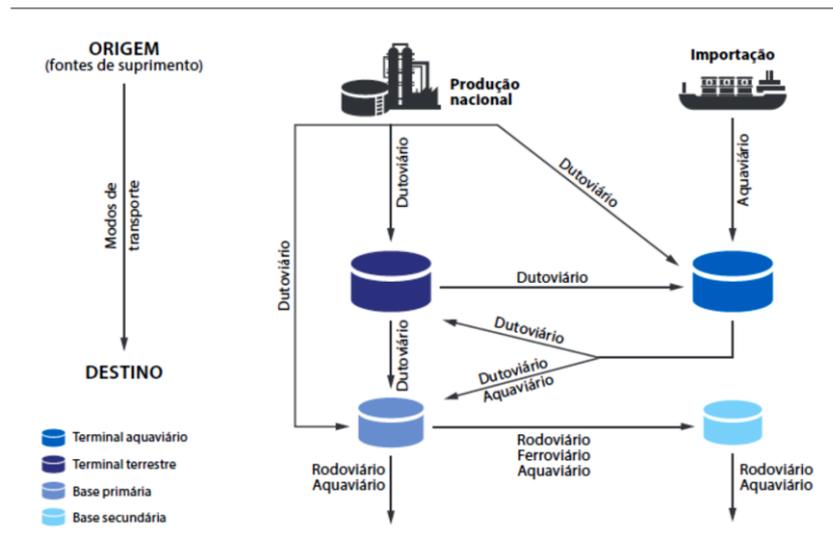


Figura 33 - Fluxos logísticos de produção, transporte e armazenagem de gasolina A e de óleo diesel A no Brasil

Fonte: ANP (2013).

O primeiro destino dos combustíveis são os terminais, que são classificados pela ANP em aquaviários ou terrestres, de propriedade de refinarias ou operadores portuários. O segundo destino são as bases primárias, de propriedade das distribuidoras. Não há obrigatoriedade de passagem por bases secundárias, mas conforme as características da logística regional, estas são necessárias para a garantia de continuidade de fluxos, até que o combustível chegue à revenda.

3.5.1. Produção local

Quanto à produção nacional, a localização estadual das refinarias em operação no Brasil, bem como suas utilizações em relação à capacidade, é mostrada no Quadro 2.

Nome	Ano	Cap. Autoriz. (bpd)	Volume Refinado nos últimos 12 meses (bpd)												Utiliz. da Capac. (1) e (2)
			set/18	out/18	nov/18	dez/18	jan/19	fev/19	mar/19	abr/19	mai/19	jun/19	jul/19	ago/19	
RIOGRANDENSE (RS)	1937	17.000	14.943	14.583	14.835	13.541	15.375	12.842	16.058	15.103	12.468	16.129	15.263	16.883	99,3%
RLAM(BA)	1950	377.400	225.081	239.753	210.255	210.740	211.188	201.292	187.461	231.273	212.179	169.951	232.441	238.738	63,3%
MANGUINHOS (RJ)	1954	14.000	10.657	11.447	11.670	11.076	11.921	11.536	11.581	9.114	8.182	10.007	9.832	11.037	78,8%
RECAP (SP)	1954	62.900	54.467	54.856	47.474	47.637	37.413	55.476	51.656	52.168	48.374	47.380	46.237	51.078	81,2%
RPBC (SP)	1955	170.000	157.069	153.156	159.801	158.092	146.848	150.512	150.195	149.248	126.802	102.002	98.392	112.925	66,4%
REMAN (AM)	1956	46.000	22.844	36.104	36.274	32.268	31.213	32.505	32.811	31.265	31.696	30.930	31.211	32.149	69,9%
REDUC (RJ)	1961	251.600	193.193	196.012	187.525	209.230	186.837	173.416	184.988	171.885	195.464	184.407	201.312	183.643	73,0%
REFAP (RS)	1968	220.150	147.668	144.463	153.346	149.924	139.338	150.109	134.665	161.660	131.192	154.051	141.958	147.521	67,0%
REGAP (MG)	1968	166.000	155.995	158.033	146.151	144.132	138.048	143.905	139.274	144.516	142.258	150.922	150.655	156.701	94,4%
REPLAN (SP)	1972	434.000	194.351	210.329	209.854	209.548	233.458	323.895	328.581	336.061	326.851	337.475	340.858	347.384	80,0%
REPAR (PR)	1977	213.800	186.670	193.142	185.409	158.699	162.884	147.597	167.442	157.646	155.670	178.723	177.961	193.183	90,4%
REVAP (SP)	1980	251.600	200.587	225.696	225.597	228.023	223.197	222.553	196.777	214.343	209.927	219.701	213.256	221.177	87,9%
UNIVEN (SP) ⁽³⁾	1992	9.158	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	#####
RPCC(RN)	2000	44.670	31.758	31.727	31.107	30.909	32.275	32.179	31.502	31.372	31.358	31.399	31.292	32.144	72,0%
LUBNOR (CE)	2007	10.378	9.363	9.774	9.485	7.308	5.587	7.082	6.982	4.484	6.106	6.692	7.111	8.153	78,8%
DAX OIL (BA)	2008	2.100	1.180	1.418	1.489	1.125	1.187	1.788	1.966	2.021	1.991	1.871	1.901	2.045	97,4%
RNEST (PE)	2014	100.000	89.045	84.156	80.520	63.965	62.475	72.100	80.506	77.301	80.183	72.981	71.711	75.096	75,1%
TOTAL		2.390.756	1.694.870	1.764.650	1.710.390	1.677.218	1.659.025	1.738.788	1.722.447	1.789.460	1.720.702	1.714.621	1.771.390	1.829.856	76,5%
			Queda no volume refinado em relação ao mês anterior						Aumento no volume refinado em relação ao mês anterior						

Quadro 2 - Ano de construção, capacidade instalada e nível de utilização das refinarias brasileiras

Fonte: MME (2019).

O parque de refino nacional é composto por 17 refinarias, que tem capacidade de refino de aproximados 2,4 milhões de barris por dia. Além disso, por imposição legal e regulatória, participam desse sistema 51 plantas de biodiesel, com capacidade total de produção de 140 mil barris por dia e 382 usinas de etanol com capacidade total de produção de 570 mil barris por dia (ANP, 2018).

No Brasil a iniciativa de implantação de refinarias foi predominantemente estatal, a cargo da Petrobras, à exceção das refinarias Riograndense, Manguihos, Univen e Dax oil (EY, 2011; ANP, 2017c; CHAMBRIARD, 2016 apud SILVÉRIO, 2018).

Outra característica do parque de refino nacional é a concentração espacial, pois foi elaborado visando maximizar economias de escala de todo o conjunto de refinarias na produção e minimizar as deseconomias de escala, por meio de sua proximidade com os principais centros consumidores (JUNIOR et al, 2016).

A infraestrutura de suprimento de petróleo para refino, bem como a de escoamento de produtos das refinarias foi, em sua maioria, concebida para um único operador de todo o parque. Assim, muitas vezes, a própria concepção do projeto dessa infraestrutura traz embaraços ao seu acesso. Conforme se observa no Gráfico 6, os índices de utilização das refinarias nacionais estão abaixo da média mundial.

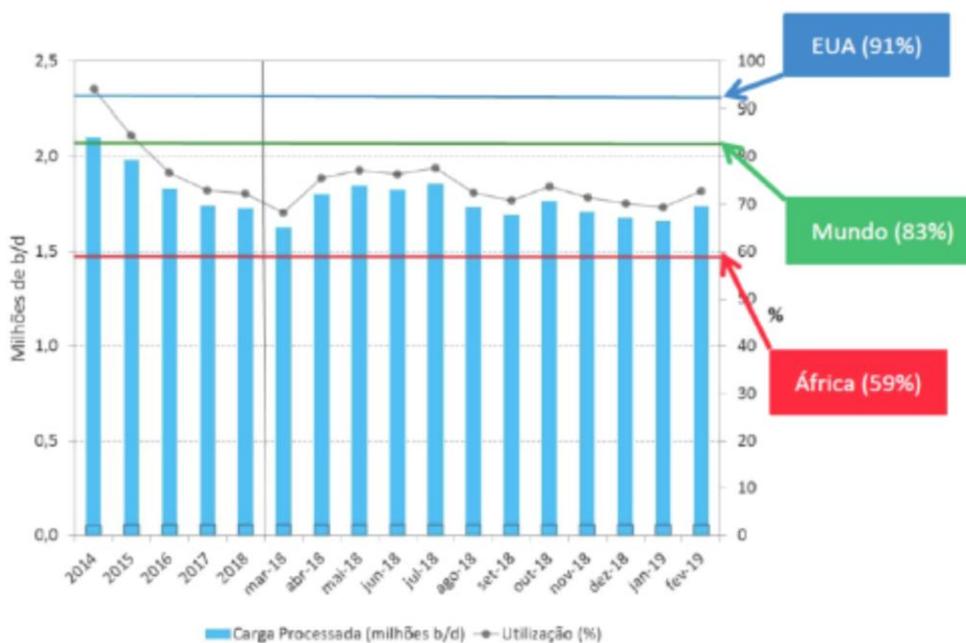


Gráfico 6 - Fator de utilização das capacidades de refino Mundo x EUA x África x Brasil

Fonte: Elaborado a partir de dados da ANP, 2019 e BP Statistical Review of World Energy, 2019

Registre-se que a baixa complexidade das refinarias nacionais e sua característica (Cocker) trazem resultados ruins, caso se ultrapasse em volumes significativos a capacidade de carga das unidades de coqueamento retardado. Isso porque o óleo combustível é um produto de margens muito baixas ou negativas e ocupa espaço de estocagem nas refinarias. Há oportunidades de investimento e modernização, mas que concorrem com os necessários à exploração, desenvolvimento e produção de campos do Pré-sal pela Petrobras, cujas margens de lucro chegam a ser dez vezes maiores.

A Petrobras, em seu Plano de Negócios e Gestão (PNG) 2019-2023, anunciou investimentos na ordem de R\$ 31,57 bilhões para refino e gás natural. É importante frisar que alguns empreendimentos integrantes dessa carteira de desinvestimentos, atualmente estão sendo estudados por outros agentes, dentro de novas projeções de demanda e consequente redução de capacidade.

Mas os números sinalizam a priorização de investimentos no *upstream*, pois os R\$ 296,9 bilhões do o PNG 2013-2017 foram reduzidos para R\$ 262,0 bilhões no PNG 2019-2023. Ou seja, enquanto no refino e gás natural a redução foi de 53%, na exploração e produção dos campos a redução foi de 11,5%.

Então, vive-se uma situação em que a empresa monopolista não possui foco em investimentos em ampliações e modernizações necessárias ao atendimento adequado ao mercado nacional. Assim, a atração de novas empresas no setor representa uma oportunidade de investimentos em modernização do parque de refino brasileiro.

3.5.2. Histórico, metas institucionais e o TCC Cade x Petrobras

O Ministério de Minas e Energia estabeleceu entre suas metas o aumento da competitividade no setor. A primeira proposta resultou dos trabalhos do GT de Refino e de Petroquímica,

instituído pela Portaria MME nº 9, de 10/01/2018, que teve como objetivo propor ações necessárias para incentivar investimentos em infraestrutura, especificamente em atividades dos setores de refino de petróleo e de petroquímica no País.

Entre as dez medidas elencadas no Relatório Final do GT de Refino e Petroquímica, destaca-se a que propunha acompanhar e promover ambiente de mercado competitivo e condições adequadas ao ingresso de novos agentes no setor e que inibam eventuais práticas anticoncorrenciais.

Apesar de não ter sido sancionada pelo Presidente da República à época, os esforços do referido GT não foram em vão. Como efeito, tem-se subsídios e motivação para o ato subsequente que foi a Resolução CNPE nº 9/2019. Esse ato do CNPE contém em suas diretrizes parâmetros de balizamento das ações na linha da promoção da livre concorrência, como pode-se inferir de sua transcrição:

Art. 1º Estabelecer como de interesse da Política Energética Nacional que na hipótese de decisão de desinvestimentos, levada a efeito por empresas que ocupem posição dominante no setor de refino, sejam observadas as seguintes diretrizes para a promoção da livre concorrência, sem prejuízo da legislação aplicável às empresas alcançadas:

I - alienação concomitante de refinarias e respectivos ativos de infraestrutura necessários para a movimentação de seus insumos e produtos;

II - transferência de refinarias potencialmente concorrentes para grupos econômicos distintos;

III - transferência de ativos de refino sem a manutenção de participação societária do alienante nesses empreendimentos; e

IV - transferência de ativos de movimentação de insumos e produtos preferencialmente para grupos econômicos desverticalizados, considerando o mercado relevante, observada a regulação da ANP para o acesso de terceiros.

§ 1º No caso de compartilhamento de infraestrutura por mais de um usuário, poderá ser dispensado o atendimento ao inciso I.

§ 2º No caso de subsunção das operações ao art. 88 da Lei nº 12.529, de 30 de novembro de 2011, a ANP e a EPE, no âmbito de suas atribuições, poderão apresentar parecer técnico para suporte às análises do Cade acerca dos desinvestimentos previstos no caput.

Art. 2º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

A definição da prioridade absoluta do Programa Abastece Brasil reforça a toada no sentido da promoção da livre concorrência, diversificação de atores e atração de investimentos em refino, conforme se observa na página do programa⁴⁵:

O Abastece Brasil tem como prioridade absoluta a concorrência no setor, atuando na diversificação da atração de atores, na atração de investimentos em refino e logística, no fim da diferenciação de preços de GLP e no combate à sonegação e adulteração de combustíveis.

Por fim, cabe mencionar a agenda prioritária de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, que tem como metas para o setor de Refino e Derivados de Petróleo, apresentadas pelo Ministro de Minas e Energia em seminário realizado em 23 e 24 de abril de 2019, os seguintes desafios:

⁴⁵ Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/programas/abastece-brasil/objetivo>

- Atração de investimentos para criar competição no refino e logística
- Avaliação de alternativas para equalizar preços de GLP
- Combate à sonegação e à adulteração de combustíveis

Então, a atração de investimentos tem uma finalidade maior, além da mera ampliação de capacidade, que é a de criar competição no refino e logística. Mister destacar que se entende ser consenso de todas as instituições participantes desse grupo que a estrutura de mercado no Refino pode ser um quase-monopólio (como define o Cade) ou um monopólio de fato (como define a ANP).

3.5.2.1. O TCC entre o Cade e a Petrobras

Em 5 de dezembro de 2018, o Cade emitiu a Nota Técnica Nº 37 /2018/DEE/Cade. Essa Nota Técnica apresentou uma análise acerca da estrutura do mercado de refino nacional, com foco específico nos desinvestimentos da Petrobras.

No referido documento o Cade apresenta também sugestões de aprimoramento às propostas de desinvestimento apresentadas pela Petrobras. A explanação acerca da concentração é resumida pela Figura 34.

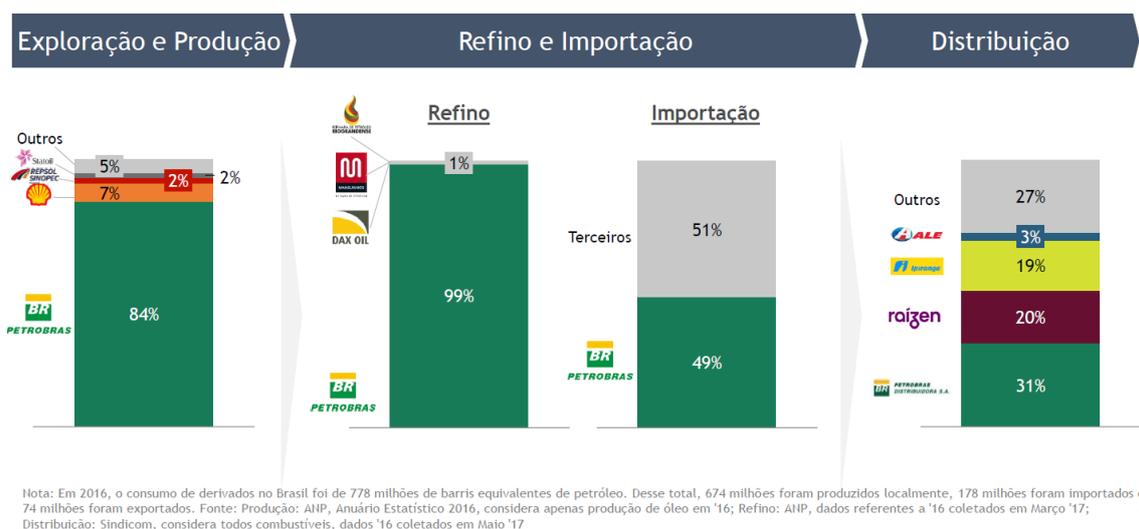


Figura 34 - Concentração por segmento de mercado no Brasil

Fonte: Petrobras apud Cade, 2018

Segundo o Cade (2018, pp. 44 e 45), a prática de preços descolados da paridade internacional e sua imprevisibilidade afugentou investidores, tornando a Petrobras o único investidor setorial em um país com as dimensões do Brasil, e levando-a a níveis de alavancagem elevados em relação a outras empresas internacionais que teriam o grau de investimento.

Mister destacar que a Nota Técnica em comento apresentou teorias e argumentos de quem acredita que a concentração no refino não gera aumento de preço e também de quem acredita no contrário.

Entre aqueles que acreditam que a concentração não gera aumento de preços mencionados pelo Cade, destaca-se João Paulo Resende, 2018. Entre as razões para o ceticismo quanto ao reflexo da redução de concentração no refino cita os seguintes motivos:

- a) a refinaria só é competitiva até um certo raio, pois os custos de distribuição tornam inviável transportar combustível a longa distância, por exemplo, da Refinaria Isaac Sabbá (REMAN), em Manaus, até São Paulo;
- b) o setor de refino possui baixas margens. Assim, qualquer ganho de eficiência com a introdução da concorrência apenas no mercado de refino seria bastante limitado.
- c) No que tange ao debate vertical, a Petrobras, mesmo após eventual venda de alguns ativos no refino, continuaria sendo agente dominante na produção nacional de petróleo e que tal mercado é, em alguma medida, influenciado pelo cartel internacional da OPEP. Assim, se a Petrobras agir maximizando lucros em tal cenário, poderá estar se apropriando de margens cartelizadas.

Entre os que acreditam que a concentração pode resultar em aumento de preços, destacam-se os estudos econométricos estatísticos do Gabinete de Contabilidade do Governo norte-americano GAO - Government Accountability Office (2004, 2009).

Esses estudos econométricos concluíram que existe uma correlação positiva entre a concentração no mercado de refino e os preços da gasolina no mercado. Em uma regressão linear de dois estágios, avaliou qual seria o efeito da concentração de mercado no preço do atacado. As regressões mostraram que a concentração teria uma correlação positiva em relação ao preço da gasolina com e sem marca.

A correlação positiva entre essas duas variáveis faz supor que é esperado que um aumento da concentração na indústria da gasolina possa gerar aumento de preços de gasolina, vez que há correlação positiva entre essas duas variáveis.

A Nota técnica conclui que há concentração elevada e “talvez excessiva no setor” e sugere melhorias na proposta inicial de desinvestimento da Petrobras para que não se retire dos consumidores os ganhos possíveis com a rivalidade de agentes.

Por fim, em 08/01/2019 o Cade instaurou inquérito administrativo para investigar condutas da Petrobras no mercado de refino. O inquérito não imputou conduta ilícita por parte da Petrobras, mas resultou em um termo de compromisso acerca da forma com a qual seriam realizados os desinvestimentos.

Os seguintes ativos integram esse compromisso: Refinaria Abreu e Lima (RNEST), Unidade de Industrialização de Xisto (SIX), Refinaria Landulpho Alves (RLAM), Refinaria Gabriel Passos (REGAP), Refinaria Presidente Getúlio Vargas (REPAR), Refinaria Alberto Pasqualini (REFAP), Refinaria Isaac Sabbá (REMAN); Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (LUBNOR) e seus respectivos Ativos de Transporte (conjuntamente “Ativos Desinvestidos”).

Destaque-se que, nos termos do TCC, não poderão ser adquiridos em conjunto por um mesmo comprador ou empresa do mesmo grupo econômico os ativos:

- (a) RLAM e RNEST;
- (b) REPAR e REFAP; e
- (c) REGAP e RLAM.

Os processos competitivos serão deflagrados com a publicação de “teasers” ao mercado até 31/12/2019, assinatura dos contratos de compra e venda até 31/12/2020 e fechamento das operações até 31/12/2021.

3.5.3. Análises (mapeamento de alternativas)

A formulação de políticas e o estabelecimento de regulamentação visando maior competitividade e o encorajamento a investimentos em infraestrutura de produção e logística primária tem sido a tônica desde 2016.

O desinvestimento proposto representa um grande passo, mas ainda restará por permanecer o domínio da Petrobras no mercado brasileiro de refino. Isso porque os ativos da região Sudeste são de grande capacidade de produção e movimentação.

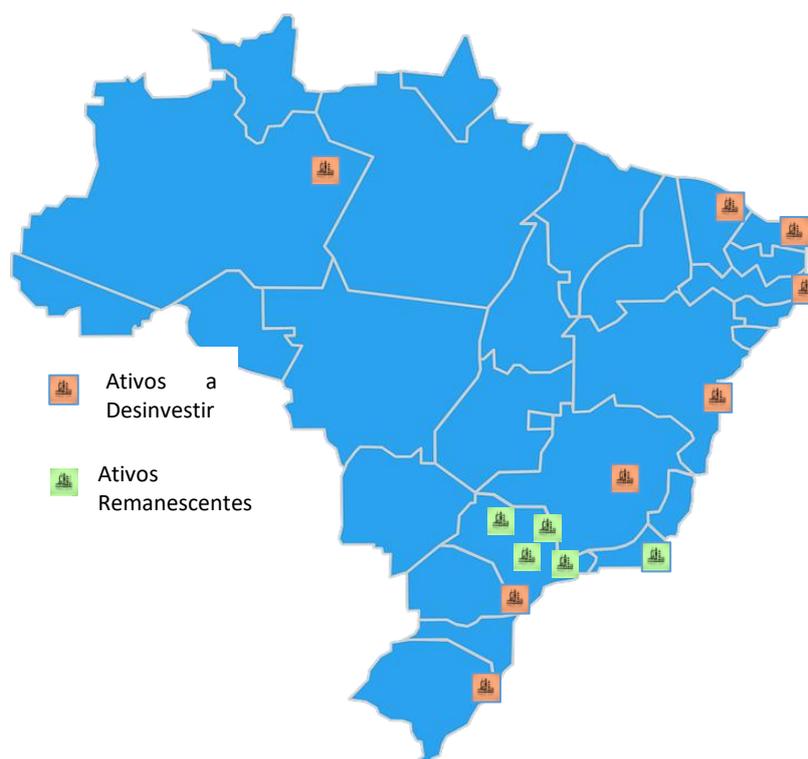


Figura 35 - Disposição dos ativos da Petrobras integrantes do TCC do Cade e remanescentes⁴⁶

Fonte: TCC Cade e Petrobras

Convém ressaltar que, em estudo recente, a ILOS mapeou as denominadas “cadeias de combustível”. Essas cadeias foram definidas pela infraestrutura logística disponível para a movimentação de grandes volumes (portos, dutos, ferrovias e hidrovias). Assim surgiu uma subdivisão em 10 cadeias logísticas, conforme ilustra a Figura 36.

Em tese, a contestação de mercado em decorrência de eventuais elevações de margens de lucro pelos agentes adquirentes das refinarias poderia de dar pelas importações, como tem ocorrido em relação ao óleo diesel.

⁴⁶ A SIX também integra essa relação, mas não foi incluída por não haver informação sobre sua produção de combustíveis no site da ANP.



Figura 36 - As 10 cadeias logísticas de combustíveis brasileiras

Fonte: Ilos (2017)

Na mesma apresentação realizada no Workshop Combustível Brasil, realizado pelo Subcomitê de Infraestrutura em 26 de outubro de 2017 no Ministério de Minas e Energia, a Ilos apresentou sua avaliação da infraestrutura portuária, representada por berços, tanques de armazenagem e baias de expedição/recebimento. Foram apresentadas as demandas e gargalos sob a ótica do referido instituto, sob a forma da Figura 37.



Figura 37 - Demandas e gargalos portuários

Fonte: Ilos (2017)

Então, no caso de verticalização que inclua a infraestrutura portuária essencial para a movimentação de combustíveis provenientes de importação, há que se ter o cuidado de não inviabilizar operações de importação por agentes concorrentes dos adquirentes, para evitar domínio absoluto dos meios e a decorrente perda líquida de bem-estar pelo exercício de tal domínio.

Isso porque os portos de Itacoatiara, Coari, Belém, São Luiz, Ipojuca, Madre Deus, Santos, Paranaguá e Osório são entradas importantes de produtos nos momentos de contestação nas arbitragens positivas para a importação. A título de exemplo, em alguns períodos de 2018, importadores conseguiam fornecer diesel importado pelo Porto de Itaqui, em São Luiz, para as bases de Senador Canedo – GO, com preços mais baixos do que a Petrobras⁴⁷, que fornecia o produto a partir da Replan e por modal dutoviário. Isso denota a competitividade potencial que a infraestrutura portuária pode trazer para garantir o equilíbrio do mercado.

⁴⁷ Essa informação foi levantada pelo DCDP/MME em 2018 e confirmada pela Petrobras em reunião com o GT da Res. CNPE 12/2019.

O Quadro 4 mostra o elenco de portos considerados potenciais entradas de grandes volumes de importações de GLP e líquidos, bem como seus proprietários.

Quadro 4 - Portos com grande capacidade de internalização de combustíveis importados, suas capacidades e proprietários

Terminal Fluvial ou marítimo	Capacidade nominal (M3)	
	Derivados	GLP
ITACOATIARA(AM) - TFB ITACOATIARA (ANTIGA EQUADOR LOG)	106.478,00	-
COARI(AM) - TRANSPETRO SOLIMÕES (COARI)	275,00	19.610,00
BELEM(PA) - TRANSPETRO BELÉM (MIRAMAR)	37.899,00	9.535,00
SAO LUIS(MA) - TEQUIMAR ITAQUI	54.761,00	-
SAO LUIS(MA) - TRANSPETRO SÃO LUIS	71.290,00	7.973,00
SAO LUIS(MA) - TEQUIMAR ITAQUI	54.761,00	-
SAO LUIS(MA) - GRANEL QUÍMICA ITAQUI 2	52.750,00	-
SAO LUIS(MA) - GRANEL QUÍMICA ITAQUI	75.905,00	-
IPOJUCA(PE) - TRANSPETRO SUAPE (IPOJUCA)	92.746,00	15.898,00
IPOJUCA(PE) - TEQUIMAR IPOJUCA	125.687,00	5.000,00
IPOJUCA(PE) - TEMAPE	56.271,00	-
IPOJUCA(PE) - PANDENOR	121.325,00	-
IPOJUCA(PE) - DECAL TERMINAL DE SUAPE	105.141,00	-
MADRE DE DEUS(BA) - TRANSPETRO MADRE DE DEUS	601.646,00	53.210,00
SANTOS(SP) - VOPAK ALEMOA	118.466,00	-
SANTOS(SP) - TRANSPETRO ALEMOA (SANTOS)	263.134,00	83.002,00
SANTOS(SP) - TEQUIMAR SANTOS	240.105,00	-
SANTOS(SP) - STOLTHAVEN SANTOS	92.946,00	-
SANTOS(SP) - GRANEL QUÍMICA ILHA BARNABÉ *EM REGULARIZAÇÃO	600,00	-
SANTOS(SP) - AGEO TERMINAIS E ARMAZENS GERAIS S.A.	198.999,00	-
SANTOS(SP) - AGEO NORTE SANTOS	89.136,00	-
SANTOS(SP) - ADONAI SANTOS	76.769,00	-
PARANAGUA(PR) - CPA TERMINAL PARANAGUÁ S/A	53.172,00	-
PARANAGUA(PR) - CBL - COMPANHIA BRASILEIRA DE LOGISTICA S/A	93.715,00	-
PARANAGUA(PR) - CATTALINI TERMINAIS MARÍTIMOS LTDA.	257.599,00	-
PARANAGUA(PR) - CATTALINI - CTII	35.114,00	-
PARANAGUA(PR) - ÁLCOOL DO PARANÁ TERMINAL PORTUÁRIO	38.619,00	-
OSORIO(RS) - TRANSPETRO ALMIRANTE SOARES DUTRA (OSÓRIO)	192.159,00	-
OSORIO(RS) - COPEL OSÓRIO	182.716,00	-
Total	3.490.184,00	194.228,00
Transpetro	1.259.149,00	189.228,00
%	36,1%	97,4%

Fonte: ANP (2019)

A tabela a seguir mostra esse efeito em termos de capacidade de movimentação de produtos em barris por dia de líquidos da Transpetro versus outros, sendo os campos destacados em verde, conforme descrição, de propriedade da Petrobras através da Transpetro e aqueles de vermelho correspondentes aos ativos que entraram no conjunto de desinvestimento com as refinarias no TCC. Os giros adotados são valores intermediários⁴⁸, pois é possível girar até 3 vezes ou mais a capacidade volumétrica dos tanques, a depender das condições da infraestrutura dos berços, píeres, etc.

⁴⁸ Estimados pela EPL para o STS 13. ACÓRDÃO Nº 3661/2013 – TCU – Plenário

Tabela 9 - Movimentação diária de líquidos e GLP nos terminais da Transpetro em áreas de desinvestimento

Produtos	Giros (por mês)	Capac. Teórica bbl/d	
		Transpetro	Outros
Líquidos	2	1.056.417,25	1.188.149,08

Fonte: ANP, 2019 e EPL (Vide Rodapé)

Com efeito, a Petrobras manterá, por meio dos terminais da Transpetro, uma capacidade de movimentação de, no mínimo 1.056 mil barris por dia de líquidos.

De fato, em um contexto em que os ativos de refino da Região Sudeste, o maior mercado consumidor, permanecerão sob controle da Petrobras, a única via de contestação desse mercado, ao menos no curto prazo, seria a importação por meio de terminais marítimos. Além disso, para se avaliar o efeito sobre a concorrência nas regiões em que serão privatizadas as refinarias da Petrobras, também vale analisar quais terminais portuários poderiam contestar esses mercados.

Posto isso, a figura a seguir faz uma sobreposição entre os mapas contidos nas figuras 26, 27 e 28, a fim de que se possa avaliar alguns elementos do potencial de competição naqueles mercados afetados.



Figura 29 – sobreposição das figuras 26, 27 e 28.

Fonte: Ilos (2017)

Ao iniciar pela cadeia logística São Paulo, observa-se que as 4 refinarias remanescentes sob o controle da Petrobras possuem capacidade de produção de 918,5 mil bbl/d, ou seja, 100% da capacidade de refino dessa cadeia logística e cerca de 38% de toda a capacidade nacional. Em relação aos terminais portuários pertencentes à mesma cadeia logística, pode-se observar que, da capacidade total de movimentação de 1.665 mil m³, 46% se localiza em terminais da Transpetro.

Na cadeia logística do Rio de Janeiro, a Petrobras permanecerá com controle da REDUC (251,6 mil bbl/d), mas a REGAP (166 mil bbl/d) será um ativo controlado por outra empresa localizada na mesma cadeia logística. Por seu turno, os terminais Ilha D'água e Ilha Grande de propriedades da Transpetro respondem por 75% do abastecimento do total de terminais aquaviários dessa cadeia.

Na cadeia Amazonas, a Reman será privatizada e o seu terminal Itacoatiara é controlado por operador logístico.

Na cadeia Bahia, a RLAM será privatizada e o terminal de Madre de Deus, que possui 67% da capacidade de internalização dessa cadeia, também faz parte do conjunto dos ativos de desinvestimentos constantes no anexo do TCC, portanto, o agente adquirente dessa refinaria e consequente terminal aquaviário terá o controle majoritário dessa região.

Na cadeia Pernambuco, a Petrobras irá vender a RNEST e a capacidade de movimentação nos terminais está, em grande parte (66%), sob controle de empresas privadas. Dos restantes 34% pertencentes à Transpetro, 41% ficarão sob controle do próprio adquirente da refinaria através do terminal de Suape, de acordo com logística associada aos ativos da refinaria.

Na cadeia do Paraná, a Repar será privatizada juntamente com o terminal Paranaguá que corresponde a 28% da capacidade total dos terminais desse segmento, os demais terminais, que possuem a maior capacidade da região são privados, em geral sob controle de operadores logísticos.

As cadeias Pará e Maranhão não possuem refinarias que atendam o mercado afetado, de modo que os combustíveis consumidos na região chegam nos terminais portuários por cabotagem ou importações. No que tange aos terminais, aqueles controlados pela Transpetro representam 26% da capacidade total dos 145 mil m³ de derivados e biocombustíveis (exceto GL) das duas cadeias.

Na cadeia Sul, há previsão de privatização da Refap. Cerca de 52% da capacidade de movimentação está sob controle da Transpetro, não obstante, 69% desse montante será de direito do proprietário da refinaria, pois 3 dos 4 terminais da Transpetro dessa cadeia se enquadra como logística associada no desinvestimento do TCC.

Em uma análise preliminar, pode-se constatar que, no cenário que considera o mercado após a venda das refinarias, a cadeia logística com maiores problemas concorrenciais tende a ser a cadeia da Bahia, já que o proprietário da RLAM também o será do terminal Madre de Deus, obtendo o controle majoritário do mercado nessa cadeia. Ademais, no que tange às outras regiões, mesmo que em proporções menores, também demanda atenção a essas participações de proprietários na aquisição de refinarias com portos correspondentes da mesma cadeia (inclusos no conjunto de ativos de logística associada do TCC).

Outra observação refere-se à concentração da Petrobras no Estado de São Paulo, haja vista ser a região onde se encontra o maior mercado consumidor, além de atuar como proprietária de metade dos terminais dessa cadeia logística.

De outro lado, observa-se potencial de contestação dos mercados relevantes pertencentes às outras cadeias logísticas, haja vista que a própria Transpetro se faz presente na operação de terminais portuários, além da existência de operadores privados que podem concorrer nesses mercados.

Contudo, para se analisar de modo mais profundo o potencial concorrencial nesses mercados relevantes, deve-se observar quem são os proprietários dos atuais terminais e quais as suas condições de entrada e acesso a infraestruturas, pois caso tais terminais tenham controle de distribuidoras de combustíveis com participação relevante nessas cadeias logísticas, abre-se a possibilidade de exercício de poder de mercado. Nesse sentido, fica a sugestão para aprofundamento em estudos futuros.

Não obstante, deve-se atentar para a estrutura resultante após o processo de desinvestimento da Petrobras no sentido de evitar possíveis formações de monopólios regionais caso os adquirentes possuam participação relevante nos terminais portuários. Vale salientar que o TCC firmado entre o CADE e a Petrobras não impõe restrições à venda de refinarias a agentes que tenham participação relevante nesses terminais. Ainda que o TCC seja um instrumento que se relaciona a condutas anticoncorrenciais, e não à estrutura de mercado por si só, além já ter sido firmado e, em princípio, não passível de alterações, entende-se que o órgão de defesa da concorrência brasileiro possa considerar essa dimensão quando da análise dos atos de concentração futuros.

Portanto, da análise da presente seção, conclui-se que as ações dos órgãos de política energética, regulação e defesa da concorrência devem se estabelecer para abordar, principalmente, duas preocupações:

- i. Eventuais impactos negativos na concorrência, em função da permanência de elevado poder de mercado da Petrobras na região sudeste, principalmente na cadeia logística de São Paulo; e
- ii. Eventuais impactos negativos na concorrência na hipótese de os adquirentes das refinarias possuírem relevante poder de mercado nas cadeias logísticas, incluindo a capacidade de movimentação em terminais.

3.5.4. Centrais Petroquímicas e formuladores

Convém destacar a importância do papel das centrais petroquímicas na produção de combustíveis. Não é desprezível a sua produção de gasolina, tendo alcançado a máxima histórica de 1,33 milhões de m³ de gasolina em 2017 e 395 mil m³ de GLP em 2009. As centrais petroquímicas também podem exercer a atividade de formulação de combustíveis (ANP, 2019). As quatro centrais petroquímicas de 1ª geração e seus polos petroquímicos estão dispostos na Figura 38.

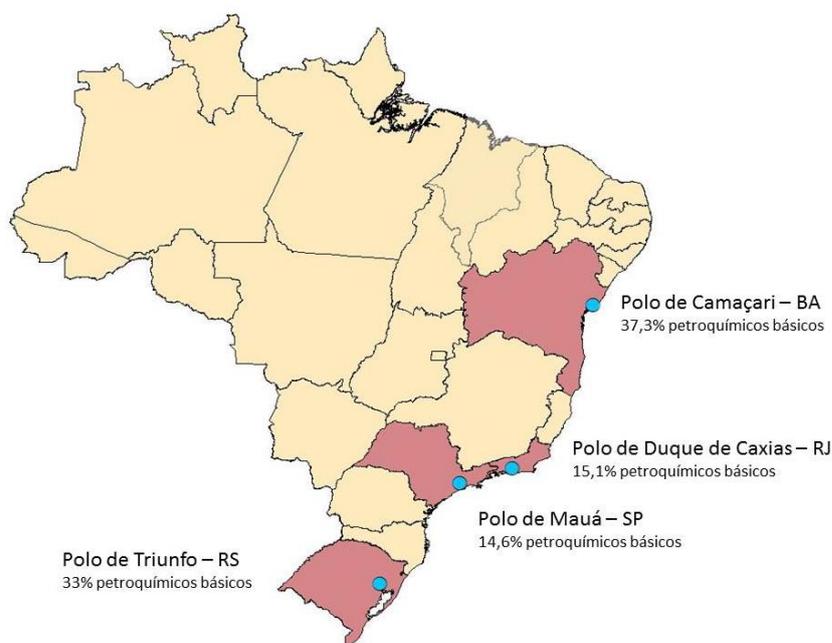


Figura 38 - Polos Petroquímicos de 1ª Geração

Fonte: EPE, 2018

O tema foi estudado exaustivamente pelo Grupo de Trabalho Criado pela Portaria MME nº 9, publicada em 12 de janeiro de 2018 no Diário Oficial da União com o objetivo de identificar, analisar e sugerir ações necessárias para incentivar investimentos no País em atividades dos setores de refino de petróleo e de petroquímica.

Integraram a agenda regulatória de 2015-2016 e de 2017-2018 as revisões das Portarias nº 317/2011 e nº 84/2001 que tratam da produção de combustíveis por centrais petroquímicas. O Objetivo de tal revisão foi de “consolidar as duas normas, atualizando os requisitos a serem atendidos para fins de obtenção de autorização para o exercício das atividades de produção, armazenamento e comercialização de gasolina tipo A, gás liquefeito de petróleo e óleo diesel, de acordo com as condições atuais do país, do mercado e dos agentes regulados; e harmonizar esta nova norma com relação às regulamentações mais recentes da ANP. Entretanto, devido a outras prioridades definidas no período este trabalho não foi concluído.

A formulação propriamente dita é regulada pela Resolução ANP nº 5, de 26 de janeiro de 2012. Atualmente, há somente 3 formuladores autorizados (COPAPE em Guarulhos-SP, Decal Brasil LTDA em Ipojuca-PE e EGCEL em Várzea Grande – MT, que ainda não opera, por suas instalações estarem em construção). Trata-se de outra fonte de suprimento de derivados com potencial para diversificar os agentes na produção fornecimento de combustíveis líquidos.

3.5.5. Propostas regulatórias

Como visto, os portos e terminais aquaviários exercerão papel fundamental de contestação dos agentes do refino, visando a garantia de preços alinhados ao mercado internacional, sem abusos por parte dos refinadores. Nesse sentido, propõe-se que a regulação se atenha e esses aspectos e faça ajustes de modo a permitir que haja contestação do mercado de refino por parte de terminais aquaviários.

Outra proposta que se apresenta é a conclusão da revisão das resoluções das Portarias nº 317/2011 e nº 84/2001. Isso por tratarem de fontes adicionais de oferta de produtos e a diversidade de alternativas é salutar para o mercado.

Cita-se, também, as ações dos órgãos de política energética, regulação e defesa da concorrência no sentido de abordar, principalmente, duas preocupações:

- i. Eventuais impactos negativos na concorrência, em função da permanência de elevado poder de mercado da Petrobras na região sudeste, principalmente na cadeia logística de São Paulo; e
- ii. Eventuais impactos negativos na concorrência na hipótese de os adquirentes das refinarias possuírem relevante poder de mercado nas cadeias logísticas, incluindo a capacidade de movimentação em terminais.

Por fim, recomenda-se que nas fusões e eventual permissão para verticalização, sejam observadas as necessidades de transparência e regras de acesso às *essencial facilities* que integram a infraestrutura da logística primária, aplicando a *Essencial Facilities Doctrine*, desde que considerada a manutenção de incentivos a novos investimentos.

Considera-se de suma importância avaliar, em trabalhos futuros a real capacidade de importação dos terminais de líquidos e GLP e seus respectivos proprietários, a fim de verificar mercados relevantes, concentração e eventual domínio em infraestruturas essenciais.

3.6. Agenda Futura

Esta seção apresenta temas abordados pelos agentes convidados para as oitavas ou constantes nos questionários respondidos por esses agentes no âmbito do art. 2º da Resolução CNPE nº 12/2019. Os temas são características do modelo regulatório vigente no país, mas que podem ser objeto de aperfeiçoamentos regulatórios futuros por representarem barreiras a novos entrantes na cadeia de distribuição de combustíveis, impedirem que o mercado revele os arranjos mais eficientes e aloquem custos regulatórios aos incumbentes que podem ser inconsistentes considerando o estágio atual de desenvolvimento do setor.

Os temas não foram objeto de análise dos grupos de trabalho que conduziram os estudos recomendados pelo art. 2º do CNPE, em vista das limitações de escopo e prazo naturais de qualquer trabalho estruturado e planejado. Não obstante, os temas são possibilidades que podem ser objeto de estudos futuros conduzidos pela ANP ou por meio do programa Abastece Brasil que visa a promoção da concorrência no setor de combustíveis.

3.6.1. Síntese das contribuições dos agentes

De acordo com a distribuidora de combustíveis Petrobahia, deve-se ampliar os relatórios da ANP para os segmentos de distribuição e refino para aumentar a transparência e dar maior publicidade às inconsistências e irregularidades.

A BrasilCom, por sua vez, demonstra preocupação com a Resolução ANP nº 795/2019, uma vez que no seu entendimento, essa Resolução permitiria uma discriminação de preços das refinarias para com as distribuidoras menores após a venda das refinarias da Petrobras. A entidade destaca que a Petrobras hoje não realiza tal discriminação, no entanto, nada impediria que os

novos entrantes no mercado de refino façam essa discriminação, o que poderia gerar a exclusão do mercado das distribuidoras menores. Nesse sentido, a entidade entende que o ideal seria uma regulação “temporária” para garantir preços de revenda iguais das refinarias para grandes e pequenas distribuidoras, até que o mercado possa se ajustar.

Já a companhia distribuidora de combustíveis TTWork (Petronac – Tdez – Tecomb – AtlantImport) observa que deve ser ponderado o custo regulatório da mudança de especificação da gasolina pela ANP e do RenovaBio que irá aumentar os custos em até R\$ 10 milhões a título de CBIO para a empresa. Na mesma linha de crítica ao RenovaBio, a AleSat coloca que o programa só favorece dois agentes na cadeia: as certificadoras e as Usinas, sendo o custo repassado integralmente ao consumidor.

A TTWork apresenta a necessidade de ser resolvida a questão da bitributação do Convênio 54/2017 que impede a concorrência, tendo em vista que os estados, quando recebem produtos de outros estados, continuam cobrando tributos sobre o biocombustível em duplicidade, consistindo em uma anomalia tributária gravíssima, que foi considerada inconstitucional pelo STF. Entretanto, a empresa mencionou que o Confaz reeditou norma que alterou o ponto de cobrança (do estado de origem para o estado de destino) retornando à situação de bitributação.

Passando para a AleSat, a companhia cita que nos novos contratos (ainda em implantação) a Petrobras irá exigir em algumas regiões que o contratado adquira não menos que 90% do volume que adquiriu no ano anterior.

Destaque-se que a BR, a Raízen, a Plural, o grupo Ultra e a BrasilCom apresentaram a necessidade de ser aprovada a legislação para punição do devedor contumaz de tributos para estimular a concorrência leal no setor de distribuição.

Entre as associações consultadas, o IBP defende a adoção de alíquota ad rem para reduzir as flutuações no preço dos combustíveis, sendo adotado imposto único por tributo com adoção de imposto flexível para facilitar a compensação da variação dinâmica de preço.

No caso dos importadores, registre-se contribuição da Tricon, cuja recomendação é que a Petrobras seja proibida de importar produtos acabados ou que seja obrigada a constituir uma importadora.

A Tricon critica a Resolução ANP n° 795/2019 que trata de transparência de preços, pois seria uma burocracia desnecessária a publicação dos preços e não está claro o preço que a Agência vai usar para homologar os contratos.

Por fim, a Transpetro, sobre o problema de construção de dutos, enxerga como barreira regulatória estruturante o licenciamento ambiental que é demorado, complexo e mutável ao longo do tempo.

3.6.2. Contribuições das oitivas e dos questionários respondidos

A Tricon Energy do Brasil Comércio de Produtos Químicos foi uma das empresas que apresentou críticas a comercialização do biodiesel via leilões públicos quando foi questionada sobre sugestões de aprimoramento regulatório para a promoção da livre concorrência no setor, a

redução de custos de transação ou mitigação de outros efeitos negativos sobre o preço dos combustíveis.

Segundo a empresa, a restrição de comercialização ao biodiesel importado nos leilões vai contra o texto da Lei 9.478/1997, em seu Art. 1º, incisos III, IX, XII, XVI e XVIII.

A Rodoil e a Tricon criticam o atual modelo de leilões públicos de biodiesel, pois existem produtores suficientes no mercado para permitir que a comercialização ocorra mediante negociação direta entre produtores e distribuidores. Na mesma linha, a TTWork coloca que o Estado deveria somente determinar o percentual a ser misturado e que o fim do leilão permitiria a importação de biodiesel pelos distribuidores, uma vez que atualmente o distribuidor só pode comprar via leilão.

Sobre este assunto, é oportuno abrir uma seção específica para relatar a regulação vigente sobre o mercado de biodiesel, bem como ponderar algumas questões que necessitam constar da agenda de trabalho do Governo.

3.6.2.1. Síntese da regulação para o biodiesel

As medidas normativas estabelecidas pelo CNPE para regulamentação do mercado de biodiesel abrangem basicamente:

- (i) Resolução nº 5/2007, concernente às diretrizes gerais para os leilões do biodiesel;
- (ii) Resolução nº 7/2007, que estabelece os rumos para a formação de estoques de biodiesel, com fornecimento restrito a produtores que possuem o Selo Combustível Social, incumbindo à ANP implantar os procedimentos necessários com o intuito de garantir, assim, o abastecimento do mercado brasileiro; e
- (iii) Resolução nº 6/2009, que prevê a adição obrigatória de 5% de biodiesel ao óleo diesel comercializado no país, a partir de janeiro de 2010, de modo que adiantou em 3 (três) anos a meta prevista na Lei nº 11.097/2005.

Especificamente, a atividade de produção de biocombustíveis é regulada pela Resolução ANP nº 734/2018. Esta, por seu turno, também veda especificamente a comercialização do etanol pelo produtor aos postos de revenda ou qualquer outro agente que não integre o rol contido no art. 17, no qual consta: distribuidor de combustíveis líquidos ou outro produtor de etanol autorizado pela ANP, cooperativa, empresa comercializadora ou agente operador de etanol cadastrados pela ANP e mercado externo diretamente.

Convém lembrar que o mesmo ato normativo, em seu art. 18, estabelece um rol exaustivo as possibilidades de comercialização de biodiesel. Lembrando que, no caso do biodiesel, a comercialização se dá por meio de leilões específicos. Esse modelo de contratação foi estabelecido em razão de previsão contida na Lei nº 11.097/2005, que dispõe, por sua vez, sobre a introdução do biodiesel na matriz energética brasileira.

A partir do supramencionado marco jurídico, a ANP passou a atuar diretamente na regulação do setor, estabelecendo padrões de qualidade do biocombustível, fiscalização da mistura com o óleo diesel, instituindo normas a serem seguidas para a implantação, ampliação, modificação da capacidade produtiva do combustível por parte das empresas envolvidas, enfim, diversas normatizações acerca do biodiesel.

Ressalta-se que a mencionada lei não define os instrumentos específicos para a configuração dos leilões. Assim, pode-se inferir que a forma de contratação de biocombustível não é determinada por meio de negociações privadas entre agentes autorizados que atuam no setor, dificultando que os agentes negociem contratações que podem ser mais eficientes que a forma de contratação de leilões públicos.

Cabe ainda observar que os leilões de biocombustíveis podem ser relacionados à Lei nº 13.033/2014, que estabelece os percentuais de adição obrigatória, em volume, de biodiesel ao óleo diesel vendido ao consumidor final, com possibilidade de redução desses percentuais pelo CNPE, com justificativa de interesse público, restabelecendo-o por ocasião da normalização das condições que motivaram a redução do percentual.

Dessa forma, conforme preconizado por meio da Resolução CNPE nº 5/2007, os percentuais obrigatórios de biodiesel são adquiridos a partir dos leilões públicos, promovidos pela ANP.

Considerando o modelo regulatório atual com autorização exclusiva à produção de óleo diesel B às refinarias e aos distribuidores, a decisão de produção privada requer necessariamente à contratação de biodiesel, por meio dos leilões públicos.

A Lei nº 13.033/2014 confere um tratamento prioritário à agricultura familiar em relação aos leilões públicos organizados. Dessa forma, o art 3º da norma estabelece que a fabricação do combustível deve ser originada, particularmente, da agricultura familiar, cabendo ao Poder Executivo estabelecer mecanismos para assegurar a participação desse tipo de produtor nos procedimentos realizados.

Embora não haja restrições regulatórias à importação de biodiesel, o § 2º do art. 15 da Resolução ANP nº 777/2019 dispõe que esse combustível apenas poderá ser utilizado para consumo próprio ou para uso experimental autorizado pela ANP. Isso significa que não há concorrência entre o biodiesel importado e a produção doméstica de biodiesel nos leilões públicos organizados pela ANP.

3.6.3. Observações gerais

As opiniões dos agentes do setor sobre a forma de comercialização de biodiesel no País motivam estudos para aprimoramento das políticas dirigidas a esse produto. Na linha das análises e propostas explicitadas ao longo do documento, que destacam as vantagens do mercado selecionar os arranjos mais eficientes de modelos de negócios, podem existir alternativas de melhoria da regulação do comércio de biodiesel que aproveitem essas vantagens.

Inclusive, dispõe-se de experiência no mercado nacional de outro biocombustível que explora mais as vantagens do livre mercado do que o biodiesel, que é o etanol automotivo. Em que pesem as diferenças entre ambos, mesmo a de natureza legal que estabelece, por exemplo, prioridade de fornecimento por produtor familiar, fato é que há experiência de como utilizar o mercado para ampliar o consumo de um biocombustível, o que facilita o aprimoramento regulatório em tela.

Ademais, para o biodiesel, assim como para os demais combustíveis líquidos objeto de análise deste documento, pode-se explorar os benefícios de se adotar regulação por incentivos, em substituição aos mecanismos de regulação mais tradicionais de comando e controle, de modo a

consolidar no setor ambiente de negócios mais favorável à competição, aos ganhos de eficiência, à realização de investimentos e inovações.

Por fim, cumpre salientar que a temática acerca dos leilões de biodiesel, alternativas e impactos para o abastecimento de combustíveis carece de desenvolvimento. Indica-se que tais ações sejam objeto de estudos futuros conduzidos pela ANP ou por meio do programa Abastece Brasil, que visa a promoção da concorrência no setor de combustíveis.

3.7. Conclusões e considerações finais

O objetivo deste trabalho é analisar os efeitos potenciais de regras específicas da separação vertical na indústria de combustíveis. As regras avaliadas são as alcançadas pelo art. 2º da CNPE nº 12/2019. O art. 1º trata de outras cujo conselho atribuiu à ANP o trabalho de análise e verificação de possibilidades de aprimoramento regulatório. De modo geral, as regras implicam vedações de atuação de agentes do setor que criam nichos e reservas de mercado. Avaliaram-se os efeitos potenciais de tais vedações sobre a concorrência e em última instância sobre o bem-estar do consumidor. Dessa forma, pretende-se oferecer subsídios ao aprimoramento regulatório dos segmentos a montante da indústria de petróleo. As contribuições podem, especialmente, auxiliar os estudos e trabalhos da ANP no escopo da TPC nº 03/2018 sobre verticalização da cadeia produtiva de combustíveis.

O aprimoramento supracitado é relevante para que os consumidores finais de combustíveis possam se apropriar dos benefícios de iniciativas em curso que impulsionam o desenvolvimento da indústria nas etapas mais a montante da cadeia, como o processo de desinvestimento da Petrobras no segmento de refino.

Registre-se ainda que o referido aprimoramento do abastecimento de combustíveis sinaliza a exploração de possibilidades de ganhos de eficiência no setor, contribuindo para o crescimento do respectivo mercado consumidor. São circunstâncias, portanto, que ampliam as expectativas de rentabilidade dos ativos de refino objeto de desinvestimento.

De modo geral, indicam-se restrições regulatórias de comercialização e participação societária no abastecimento de combustíveis que podem constituir barreiras à entrada e criar obstáculos para o mercado revelar os arranjos de negócios mais eficientes. Por isso, apresentam-se propostas de aprimoramento normativo que endereçam esses problemas potenciais. As propostas alcançam produtores (refinarias) e importadores de combustíveis, tanto incumbentes, como entrantes. Abrangem também centrais petroquímicas, operadores de infraestrutura de movimentação e logística de combustíveis, além dos TRRs. Por um lado, flexibilizam restrições de comércio entre os distintos elos da cadeia produtiva, por outro lado, levantam possibilidades de integração vertical. Como já expresso ao longo do texto, são elas, de maneira resumida:

- i. permitir que o produtor (refinador): a) realize mistura de Gasolina A com etanol anidro nas plantas de refino (Resolução ANP nº 40/2013 e Resolução ANP nº 777/2019); b) venda combustível para posto revendedor e, caso opte por isso, tenha em contrapartida obrigações similares a do distribuidor para formação de estoques e preservação de qualidade (Resolução ANP nº 16/2010; Resolução ANP nº 67/2011 e Resolução ANP nº

- 44/2013); c) preste serviços para outros segmentos; e d) alugue estrutura para outros agentes interessados em operar a unidade de refino;
- ii. remover a obrigatoriedade do importador de comprovação de estoque para o etanol anidro (na Resolução ANP nº 67/2011 e Resolução CNPE nº 11/2017);
 - iii. eliminar a vedação de o importador comercializar produtos com outros importadores (na Resolução ANP nº 777/2019);
 - iv. extinguir a proibição de o importador poder importar correntes de hidrocarbonetos (na Resolução ANP nº 777/2019);
 - v. encerrar a vedação de o importador importar produto (combustível líquido) já misturado, ou fazer mistura (na Resolução ANP nº 777/2019); e
 - vi. manter a vedação de o importador comercializar combustível com o posto revendedor.
 - vii. eliminar vedação de comercialização gasolina e querosene de aviação – GAV e QAV por TRR (na Resolução ANP nº 8/2007);
 - viii. eliminar vedação de aquisição de GAV diretamente do produtor do combustível, sem a intermediação dos distribuidores, por TRR (na Resolução ANP nº 8/2007);
 - ix. eliminar vedação ao compartilhamento de infraestrutura de armazenagem de gasolina, etanol hidratado, GAV e QAV, por TRR (na Resolução ANP nº 8/2007);
 - x. eliminar reserva de mercado do TRR – consumidor de até 15 m³ (na Resolução ANP nº 34/2007).
 - xi. atualização dos requisitos para produção de combustíveis em Centrais Petroquímicas (revisão das Portarias ANP nº 317/2011 e nº 84/2001); e
 - xii. permitir integração vertical entre distribuidor e revendedor (revogando art. 33 da Resolução ANP nº 58/2014 e art. 26 da Resolução ANP nº 41/2013); ou entre refinador e distribuidor; ou entre qualquer agente da cadeia.

O sentido das propostas é tornar a regulação mais aderente à adoção de mecanismos de mercado e menos propensa a estruturar a organização da indústria, estabelecer nichos e reservas de mercado, permitindo que a concorrência selecione os arranjos mais eficientes. Trata-se de orientação normativa mais próxima da regulação por incentivos do que da adoção de mecanismos tradicionais de comando e controle, que abre caminho para construção gradativa de ambiente de negócios mais favoráveis à competição, aos ganhos de eficiência, à realização de investimentos e inovações. Essa orientação, por exemplo, pode facilitar a prestação de novos serviços, como a entrega a domicílio de combustíveis, cuja disponibilidade merece ser estudada, inclusive, no sentido de construir modelo regulatório mais favorável às inovações tecnológicas e institucionais. As propostas de aprimoramento regulatório também são aderentes à literatura econômica discutida. Os trabalhos sobre as leis do divórcio (*divorcement laws*) no setor de combustíveis, por exemplo, apresentam estudos empíricos diversos que indicam impactos negativos sobre o bem-estar do consumidor de vedações à integração vertical no setor de combustíveis. Já os trabalhos mais recentes sobre economias de integração vertical, por exemplo, apontam as dificuldades de se determinar *a priori* o impacto

esperado de vedações a essa integração, de modo que controle *a posteriori* sobre o assunto pode ser mais adequado à promoção da eficiência e bem-estar do consumidor. O próprio potencial competitivo dos mercados de refino, distribuição e revenda não amparam de modo claro, como em indústrias de rede (setores elétrico e de gás natural, entre outros), a separação vertical estrutural como instrumento para impedir que segmentos não competitivos de uma cadeia produtiva fechem mercado de outros potencialmente competitivos.

As experiências internacionais, por sua vez, indicam que as flexibilizações regulatórias em tela já foram implementadas em outros países em movimentos também de adoção de mais mecanismos de mercado na regulação. As experiências mostram que as economias de integração vertical são exploradas em países diversos. Apontam ainda que outras iniciativas, além da maior liberdade dos agentes escolherem suas relações comerciais e estrutura de governança, podem ajudar a dinamizar a competição na indústria de combustíveis, como a participação de grandes redes de varejo no mercado de revenda e ampliação da infraestrutura de movimentação e logística de combustíveis.

Note-se que as propostas podem representar alternativas adicionais ao que se avalia no âmbito da TPC nº 03/2018, a título de aperfeiçoamento regulatório, ampliando o rol de opções disponíveis para a agência analisar e decidir de forma autônoma sobre as regras relativas à comercialização e verticalização da indústria de combustíveis.

As propostas não exploraram melhorias nas políticas vigentes de qualidade e estoques de combustíveis. Essas políticas focam em atributos que beneficiam o consumidor, como a preservação de equipamentos e a própria segurança, no caso das ações regulatórias destinadas à qualidade. As regras de estoques mínimos para os agentes do segmento de distribuição, por sua vez, contribuem para a regularidade das condições de oferta no mercado, o que pode ser mais relevante no cenário imediato de desinvestimento estatal no segmento de refino. Em que pesem tais benefícios, as políticas de qualidade e estoque impõem custos regulatórios, os quais justificam *per se* avaliação dos órgãos públicos responsáveis. Ademais, como as políticas em tela limitam as alternativas de flexibilização de arranjos comerciais e respectivos modelos de negócios, em vista do problema de assimetria regulatória comentado, avaliá-las e aprimorá-las pode permitir que mais modelos concorram no mercado em benefício da eficiência e em última instância do próprio consumidor. Por esse motivo, recomenda-se que ocorra tal avaliação, cabendo mencionar, por último, observações da OCDE (2013) de que condições operacionais exigidas para autorizar o funcionamento do distribuidor podem amparar barreiras à entrada e prejudicar a concorrência.

O documento chama atenção ainda para fatores que podem dinamizar a concorrência no abastecimento de combustíveis, como a contestação dos incumbentes no mercado de refino, que pode envolver melhorias regulatórias para explorar *drivers* de concorrência no setor, como os terminais aquaviários. Sinalizam-se ainda riscos à concorrência decorrentes do poder de mercado do agente dominante do refino na Região Sudeste, sobretudo, o Estado de São Paulo, mesmo na hipótese de êxito pleno do processo de desinvestimento estatal no setor. Outro risco apontado é o controle que os adquirentes de ativos nesse processo venham eventualmente exercer nas cadeias logísticas, incluindo a movimentação em terminais.

Recomenda-se adicionalmente que, nas fusões e nas eventuais permissões para verticalização, sejam observadas as necessidades de transparência e regras de acesso às *essencial facilities* que

integram a infraestrutura da logística primária, aplicando a *Essencial Facilities Doctrine*, desde que considerada a manutenção de incentivos a novos investimentos.

Encerram o documento contribuições dos agentes convidados para as oitavas ou que responderam aos questionários enviados para fins de realização deste trabalho. As contribuições abrangem temas que não foram objeto de análise em vista das limitações de escopo e prazo naturais de qualquer trabalho estruturado e planejado. Não obstante, os temas são possibilidades que podem ser objeto de estudos futuros conduzidos pela ANP ou por meio da iniciativa Abastece Brasil que visa à promoção da concorrência no setor de combustíveis. É o caso, por exemplo, da temática acerca dos leilões de biodiesel, cujas alternativas e impactos para o abastecimento de combustíveis carecem de desenvolvimento. Indica-se, assim, que sejam objeto de avaliações a serem realizadas pela agência reguladora ou pela Iniciativa Abastece Brasil.

O capítulo seguinte aborda um derivado de petróleo específico, o GLP, cuja relevância para a sociedade brasileira é indelével, dado que está presente em praticamente todos os domicílios e seu uso majoritário é para a cocção de alimentos. A promoção da competição nas etapas de fornecimento primário, distribuição e revenda do GLP é um desafio sob diversos aspectos, com algumas iniciativas já em curso e uma agenda de discussão que deve considerar questões regulatórias, concorrenciais e de segurança operacional.

4. ABASTECIMENTO DE GLP: DESAFIOS E OPORTUNIDADES

O potencial de crescimento da oferta de gás liquefeito de petróleo (GLP) no mercado nacional nos próximos anos é significativo, sobretudo com os resultados esperados do programa Novo Mercado de Gás (NMG). Atualmente, apenas 34% da produção doméstica de GLP é proveniente das unidades de processamento de gás natural (UPGN). Estima-se que essa participação possa alcançar 43% em 2029, em consequência do crescimento esperado da produção doméstica de gás natural no médio e longo prazos (ANP, 2019a; EPE 2019a).

Adicionalmente, o Termo de Compromisso de Cessação (TCC) firmado entre Cade e Petrobras prevê a venda de oito ativos de refino da empresa. Esse desinvestimento tem o potencial de aumentar a competição no segmento de refino, bem como incentivar a realização de investimentos para ampliação da capacidade de processamento de petróleo no Brasil. Em 2018, as refinarias nacionais foram responsáveis por 66% do total de GLP produzido no País (ANP, 2019a).

Cabe citar também que a oferta de GLP no mercado internacional em condições competitivas deve aumentar nos próximos anos. Destacam-se os Estados Unidos, que têm se consolidado como grande produtor de hidrocarbonetos e, em especial, exportador de propano (EIA, 2019). Na América do Sul, ressaltam-se as perspectivas de aumento da oferta de GLP na Argentina, principalmente na província de Vaca Muerta, e na Bolívia (ARGENTINA, 2017; YPFB, 2019).

A Resolução CNPE nº 17, de 29 de agosto de 2019, que põe fim à prática de preços diferenciados do GLP entre o comercializado em botijões de até 13 kg e a granel, a vigor a partir de março de 2020, carrega potencial de aumento de investimentos em infraestrutura de abastecimento de GLP. A manutenção da política de preços diferenciados desencorajava investimentos em infraestrutura de abastecimento de GLP, inclusive para importação, em função da falta de transparência dos preços praticados internamente, bem como os receios de potenciais entrantes quanto a retaliações por parte do agente dominante (BRASIL, 2017).

Diante das transformações do mercado de combustíveis no Brasil, há que se avaliar se a atual estrutura de mercado e a regulação do segmento de *downstream* estão adaptadas para que o GLP possa ser comercializado no mercado brasileiro em condições competitivas e eficientes, e para que os potenciais benefícios sejam transferidos aos consumidores finais.

A estrutura de distribuição de GLP no País é caracterizada por um oligopólio de apenas 4 empresas (CADE, 2018). Além disso, analisando a composição do preço final do GLP ao consumidor, observa-se que a participação das margens brutas de distribuição e revenda representou, em agosto de 2019, 48% do valor pago pelos consumidores finais (ANP, 2019b). Esse percentual refere-se aos custos, despesas e lucro dos distribuidores e revendedores de GLP (EPE, 2019b). A participação das margens brutas de distribuição e revenda no preço final ao consumidor alcançou a máxima histórica de 62% em abril de 2015 (ANP, 2019b).

Nesse contexto, este capítulo aborda os desafios e as oportunidades para o abastecimento de GLP, como parte dos estudos atinentes ao mercado de combustíveis para subsidiar a formulação de medidas voltadas para a promoção da concorrência, em atendimento ao art. 2º da Resolução CNPE nº 12/2019. Logo, este capítulo tem por objetivo oferecer contribuições para avaliação de possibilidades de para melhoria do abastecimento de GLP.

Vale registrar iniciativas governamentais precedentes à Resolução CNPE nº 12/2019, que compartilham o objetivo de promover a concorrência nos mercados de combustíveis, inclusive GLP. A iniciativa Abastece Brasil, lançada em abril de 2019, que sucedeu a iniciativa Combustível Brasil, lançado em 2017, tem por objetivo o desenvolvimento do mercado de combustíveis tendo como prioridade absoluta a promoção da livre concorrência.

É, também, o caso do Acórdão nº 2034/2019-TCU-Plenário do Tribunal de Contas da União (TCU), relacionado ao processo de monitoramento TC 025.921/2016-9, que recomendou à ANP: (i) avaliar a conveniência e a oportunidade de analisar o impacto regulatório das Resoluções ANP nº 49/2016 e nº 51/2016; e (ii) adotar medidas no sentido de promover articulação com o Cade e a Secretaria de Promoção da Produtividade e Advocacia da Concorrência (Seprac) do Ministério da Economia, para fins de *compliance* com a defesa da concorrência no que diz respeito a atos de concentração e estrutura de mercado referentes aos segmentos de produção, distribuição e revenda de GLP. O Acórdão demonstra a relevância dos estudos conduzidos em atendimento ao art. 2º da Resolução CNPE nº 12/2019.

As contribuições deste relatório podem, especialmente, auxiliar o avanço de estudos e o desenvolvimento de trabalhos da ANP, no âmbito da Tomada Pública de Contribuições (TPC) nº7/2018. Sobre essa TPC, vale transcrever seu objetivo:

Coletar dados, informações e evidências que contribuam para a análise acerca dos impactos sobre o mercado e a sociedade em uma eventual permissão por parte da ANP ao enchimento fracionado de recipientes transportáveis de GLP por parte dos distribuidores e à comercialização de GLP em recipientes de outras marcas (OM).

Nessa toada, o presente capítulo está organizado da seguinte forma. Apresentam-se a estrutura do mercado de GLP, o histórico do seu arcabouço normativo, os sistemas de cotas existentes no fornecimento primário, as projeções de oferta e demanda de GLP no Brasil e no mundo e experiências internacionais sobre modelos de negócios de GLP.

Em seguida, apresentam-se informações da literatura econômica, mencionando algumas experiências internacionais, a regulação em vigor relativa ao uso da marca no mercado de vasilhames de GLP, novas tecnologias aplicáveis à rastreabilidade de vasilhames de GLP e características do sistema de distribuição de GLP no Brasil.

Propõe-se um conjunto de orientações para favorecer iniciativas de aprimoramento regulatório da atividade, o que inclui, quando possível, a promoção da regulação por incentivos em substituição aos instrumentos tradicionais de comando e controle, de modo a evitar a cristalização em normas de opções tecnológicas e modelos de negócios, o que desestimula a eficiência e inovação no mercado.

Este capítulo finaliza com a apresentação de possibilidades de enchimento de botijões, que ancoram posterior exemplificação de modelos de negócios, elaborados a título de exercício de visualização de potenciais vantagens e desvantagens de novas regras regulatórias, sem a pretensão de esgotar cenários possíveis, ou defender mudanças específicas, dado que há especificidades técnicas da discussão a serem esclarecidas, particularmente relativas à segurança e esforços de fiscalização.

4.1. Perfil da demanda mundial de GLP

O GLP é um dos combustíveis mais consumidos no mundo, sendo responsável por 9% da demanda global de derivados de petróleo em 2016, atrás apenas do óleo diesel (29%) e da gasolina (27%). Entre 2000 e 2016, o GLP foi o derivado que apresentou a maior taxa de crescimento, de 2,5% a.a., conforme ilustrado na Figura 39.

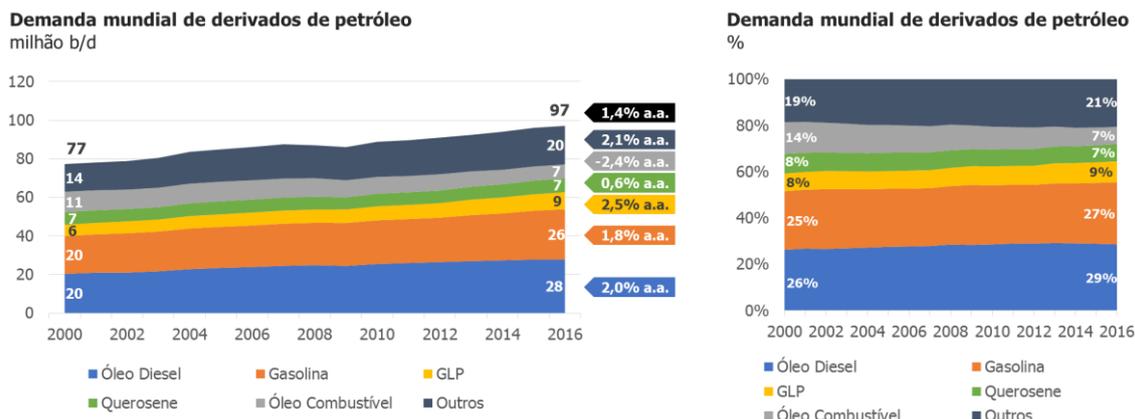


Figura 39 - Demanda mundial de derivados de petróleo: 2000-2016

Fonte: Elaboração própria a partir de EIA (2019)

4.1.1. Demanda mundial de GLP por setor

O GLP é um combustível que possui uma ampla gama de aplicações. Os seus principais usos são observados nos setores residencial, agropecuário, industrial, transportes, além de matéria-prima ou insumo energético para a indústria petroquímica e para o refino de petróleo. A Figura 40 apresenta o perfil do consumo mundial de GLP por setor.

Consumo mundial de GLP por setor, 2017

%



Figura 40 - Consumo mundial de GLP por setor em 2017

Fonte: Elaboração própria a partir de WLPGA e ARGUS MEDIA (2018)

O setor residencial é responsável pela maior parte do consumo mundial de GLP, alcançando um mercado de 132 milhões de toneladas em 2017 (WLPGA e ARGUS MEDIA, 2018). Neste setor, o GLP é utilizado principalmente para cocção e para aquecimento de água e de ambientes. Nestas aplicações, o GLP compete especialmente com a biomassa tradicional (como lenha e carvão vegetal), em países em desenvolvimento, e com o gás natural.

Na indústria petroquímica, os componentes do GLP (propano e butano) são largamente utilizados como matéria-prima para a produção de petroquímicos básicos e intermediários. O propano pode ser consumido como carga de unidades de craqueamento a vapor (*steam crackers*) e de desidrogenação (*propane dehydrogenation - PDH*), entre outras aplicações. O butano também pode ser utilizado como insumo de unidades de craqueamento a vapor, além de matéria-prima para produção de químicos, como o anidrido maleico. Em 2017, a petroquímica foi responsável pelo consumo de 86 milhões de toneladas de GLP no mundo (WLPGA e ARGUS MEDIA, 2018). Nos últimos anos, a demanda por componentes do GLP na indústria petroquímica tem crescido de forma expressiva em função da maior competitividade dos líquidos de gás natural como matéria-prima petroquímica em relação à nafta.

O GLP também possui diversas aplicações no setor industrial, sendo utilizado principalmente em ambientes confinados e mais sensíveis a emissões, como na fabricação de vidros e cerâmicas e na indústria alimentícia. Além disso, o GLP também é utilizado no setor industrial em sistemas de refrigeração, empilhadeiras, fornos e aquecimento de água e ambientes. O consumo mundial de GLP no setor industrial foi de 32 milhões de toneladas em 2017 (WLPGA e ARGUS MEDIA, 2018).

As refinarias de petróleo podem utilizar as correntes que compõe o GLP como insumo energético ou como carga de unidades de processo. Destaca-se, em especial, o uso do GLP no processo de alquilação catalítica para produção de gasolina de alta octanagem. Em 2017, a demanda mundial de GLP no refino de petróleo foi de 24 milhões de toneladas (WLPGA e ARGUS MEDIA, 2018).

No setor de transportes, o GLP é utilizado como combustível de veículos automotores e de navios, sendo responsável por um mercado global de 27 milhões de toneladas em 2017 (WLPGA e ARGUS MEDIA, 2018). De acordo com WLPGA e LIQUID GAS EUROPE (2018), a frota mundial de veículos a GLP é de 27 milhões de unidades e os principais mercados são Coréia do Sul, Turquia e Rússia. Dessa forma, o GLP se configura como o terceiro combustível mais consumido em veículos automotores no mundo, atrás apenas da gasolina e do óleo diesel.

ARGUS MEDIA (2018) e IHS MARKIT (2019) estimam que o consumo mundial de GLP deverá alcançar mais de 350 milhões de toneladas em 2025, enquanto WLPGA e ARGUS MEDIA (2018) estimam uma demanda global de GLP de 360 milhões de toneladas para 2030. Esse crescimento de demanda deve continuar sendo conduzido pelo setor residencial e pela indústria petroquímica. Ressalta-se, contudo, que não devem ser observadas mudanças significativas no consumo de GLP nos demais setores neste período. A Figura 41 exibe a projeção de IHS MARKIT (2019) para a demanda mundial de GLP por setor até 2025.

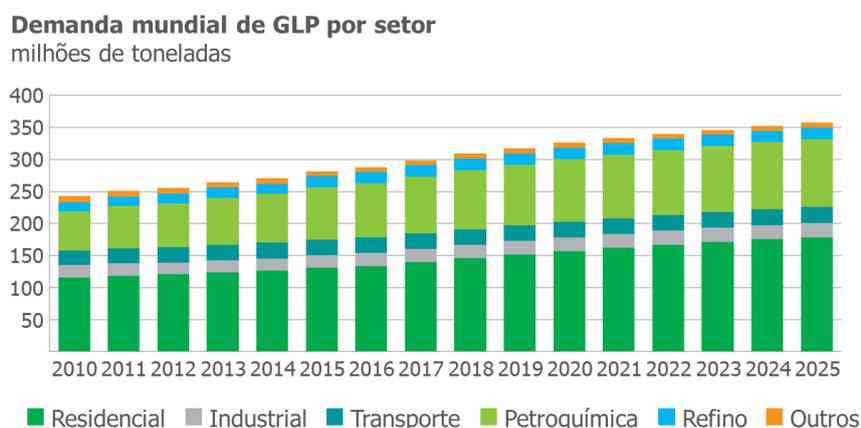


Figura 41 - Projeção do consumo mundial de GLP por setor

Fonte: Adaptado de IHS MARKIT (2019)

4.1.2. Demanda mundial de GLP por região

Em termos regionais, o crescimento da demanda mundial de GLP nos últimos anos foi liderado principalmente pela Ásia-Pacífico. O consumo desta região cresceu a uma taxa de 5,1% a.a. entre 2007 e 2017, ampliando a sua participação no mercado global de GLP de 35% para 43% nesse período.

O Oriente Médio também apresentou um crescimento significativo de 4,3% a.a. no consumo de GLP, ampliando a sua participação no mercado global de 10% em 2007 para 11% em 2017. No mesmo período, as Américas do Sul e Central e a África mantiveram as suas participações de mercado de 7% e 4%, respectivamente. Ademais, a região da Europa e Eurásia diminuiu sua participação no mercado global de GLP de 19% em 2007 para 17% em 2017, apesar do crescimento no consumo de 1,7% a.a. no período. Por sua vez, a América do Norte exibiu uma estagnação no consumo de GLP entre 2007 e 2017, havendo uma redução significativa da sua participação na demanda mundial de GLP, de 24% para 18% nesse período. A Figura 42

apresenta um comparativo do consumo de GLP por região entre 2007 e 2017, enquanto a Figura 43 exibe os principais países consumidores em cada região do mundo.

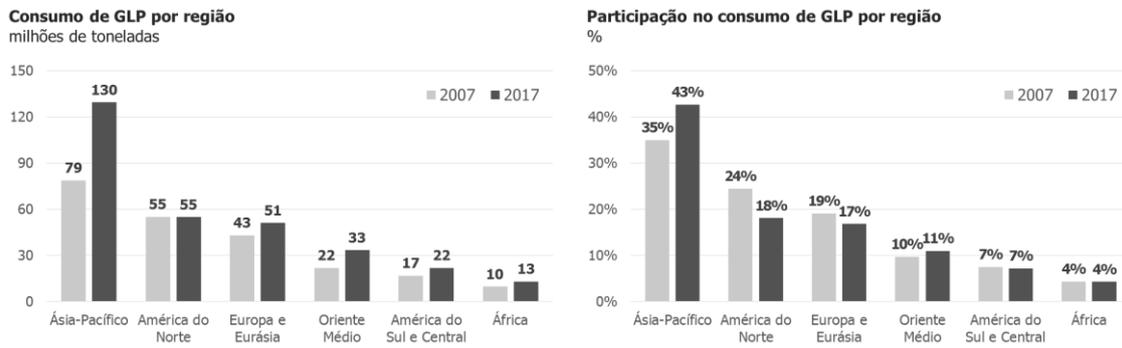
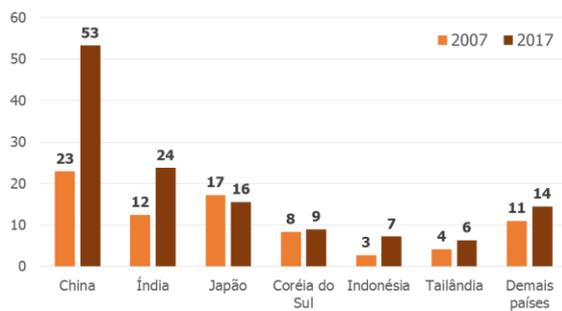


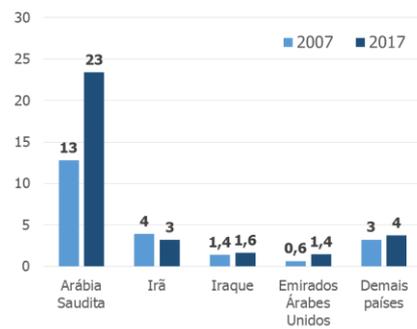
Figura 42 - Consumo de GLP por região

Fonte: Elaboração própria a partir de WLPGA e ARGUS MEDIA (2018)

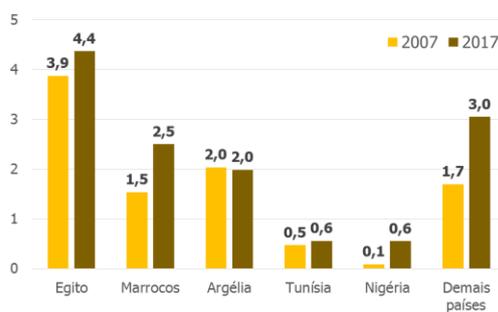
Consumo de GLP na Ásia-Pacífico
milhões de toneladas



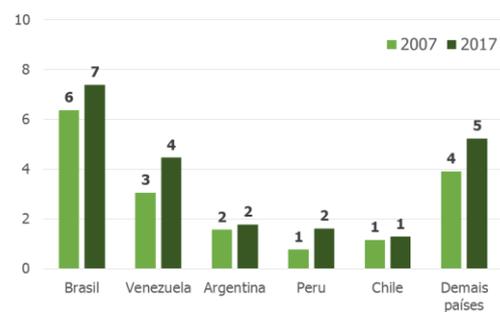
Consumo de GLP no Oriente Médio
milhões de toneladas



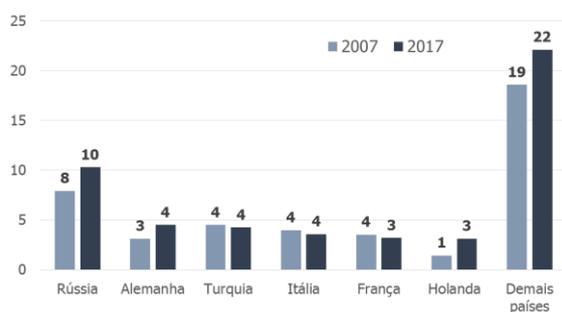
Consumo de GLP na África
milhões de toneladas



Consumo de GLP na América do Sul e Central
milhões de toneladas



Consumo de GLP na Europa e Eurásia
milhões de toneladas



Consumo de GLP na América do Norte
milhões de toneladas

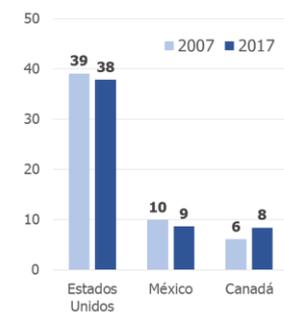


Figura 43 - Principais países consumidores de GLP por região

Fonte: Elaboração própria a partir de WLPGA e ARGUS MEDIA (2018)

Na região da Ásia-Pacífico, destacam-se, em especial, o crescimento expressivo da demanda por GLP na China e na Índia, e a leve redução do consumo deste derivado no Japão. No Oriente Médio, a Arábia Saudita se destaca como a principal responsável pelo consumo do GLP na região. Na Europa e Eurásia, a Rússia respondeu por grande parte do crescimento da demanda nos últimos anos, enquanto Turquia, Itália e França exibiram pequenos declínios no consumo. Por fim, na América do Norte, destaca-se a redução da demanda por GLP nos Estados Unidos e no México.

Destaca-se ainda que aproximadamente 70% do incremento no consumo de GLP entre 2007 e 2017 ocorreu em apenas três países: China, Índia e Arábia Saudita, ressaltando a importância desse mercado.

Para o curto e médio prazos, ARGUS MEDIA (2018) e IHS MARKIT (2019) estimam que a região da Ásia-Pacífico deverá permanecer como o principal responsável pelo crescimento da demanda mundial de GLP, em particular, pela substituição da biomassa tradicional no setor residencial. A Figura 44 exibe a projeção de IHS MARKIT (2019) para a demanda de GLP, indicando que o consumo desta região será de 160 milhões de toneladas em 2025.

Demanda mundial de GLP por região

milhões de toneladas

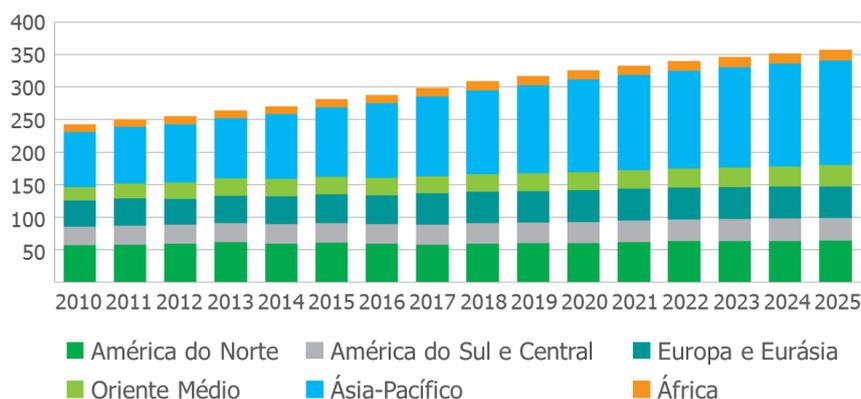


Figura 44 - Projeção da demanda mundial de GLP por região

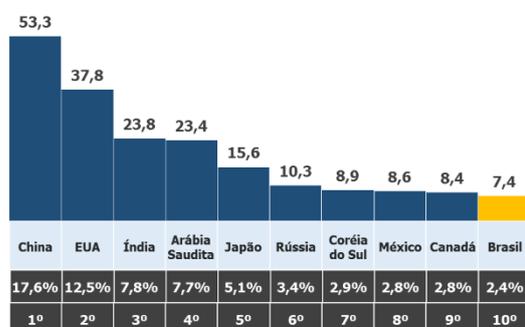
Fonte: Adaptado de IHS MARKIT (2019)

4.1.3. Demanda de GLP em países selecionados

Em uma análise individual dos países, observa-se que apenas cinco deles são responsáveis por metade da demanda mundial de GLP. Em conjunto, China, Estados Unidos, Índia, Arábia Saudita e Japão responderam por 51% do consumo em 2017, conforme ilustrado na Figura 45. Além disso, destaca-se a presença de cinco países da Ásia-Pacífico entre os dez maiores consumidores do mundo, ressaltando novamente a importância desta região para a demanda de GLP.

Demanda de GLP por país, 2017

milhões de toneladas



Demanda Mundial de GLP
303 milhões toneladas

Figura 45 - Principais países consumidores de GLP no mundo

Fonte: Elaboração própria a partir de WLPGA e ARGUS MEDIA (2018)

Ressalta-se que o Brasil é o 10º maior consumidor de GLP no mundo, sendo responsável por 2,4% da demanda global deste combustível. Grande parte do consumo brasileiro ocorre no setor residencial, principalmente para cocção. Em complemento, o setor industrial também possui uma parcela importante da demanda nacional. Comparativamente, os demais países apresentam um perfil de demanda de GLP variado, conforme indicado na Figura 46.

Demanda de GLP por setor, 2017

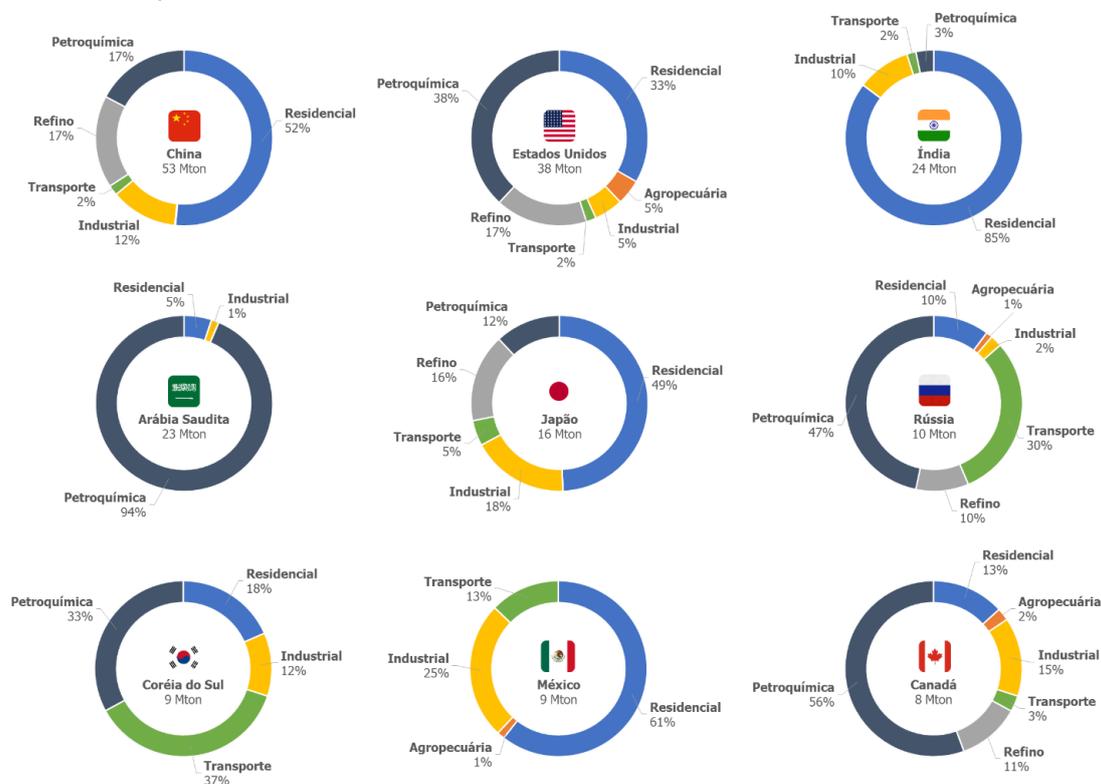


Figura 46 - Perfil da demanda de GLP dos principais países consumidores

Fonte: Elaboração própria a partir de WLPGA e ARGUS MEDIA (2018)

Observa-se que China e Japão possuem um perfil de demanda no qual o setor residencial é preponderante e os setores industrial, de refino e de petroquímica possuem participação significativa. Por sua vez, Arábia Saudita, Rússia e Canadá possuem um perfil de consumo com participação majoritária do setor petroquímico. Na Coreia do Sul, além da petroquímica, destaca-se também o consumo no setor de transporte.

Dentre os países analisados, os perfis de demanda mais próximos ao brasileiro são os da Índia⁴⁹ e do México, uma vez que nestes países o consumo de GLP está fortemente atrelado ao setor residencial. Esse comportamento também é observado em outros países da América do Sul e Central, da África e da região da Ásia-Pacífico, como exibido na Figura 47.

⁴⁹ Para informações sobre o programa de subsídios que contribuiu para a expansão da demanda residencial de GLP na Índia nos últimos anos, ver Combustível Brasil (2017).

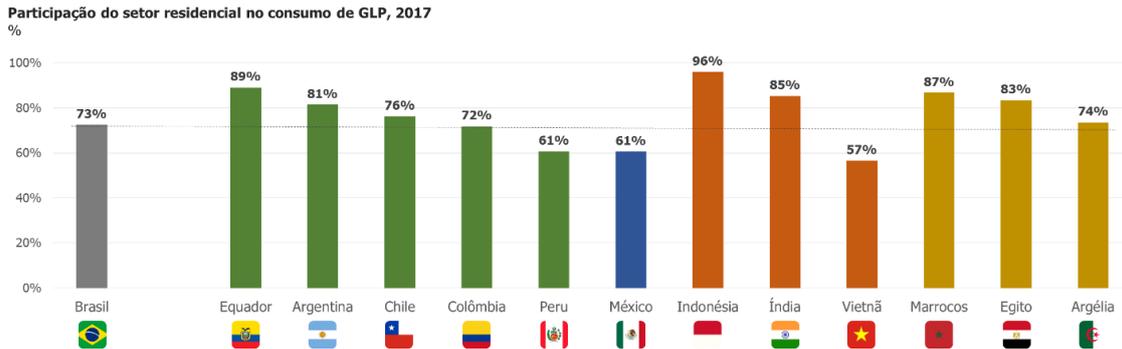


Figura 47 - Participação do setor residencial no consumo de GLP em países selecionados

Fonte: Elaboração própria a partir de WLPGA e ARGUS MEDIA (2018)

Logo, nota-se que o perfil de consumo de GLP no Brasil, com elevada participação do setor residencial, também é observado em diversos países em desenvolvimento. Dessa forma, para fins de comparação ao caso brasileiro em termos de perfil da demanda, os mercados de GLP das Américas do Sul e Central e da África são os mais adequados.

4.2. Oferta e Demanda de GLP no Brasil

Esta seção busca apresentar os condicionantes do mercado de GLP no Brasil, exibindo projeções para oferta e demanda deste combustível para o próximo decênio. Tais informações encontram-se subdivididas nas seções: i) Perfil da demanda; ii) Perfil de oferta; e iii) Balanço de oferta e demanda.

4.2.1. Perfil da demanda brasileira de GLP

Os setores residencial, industrial e comercial são responsáveis pela maior parte da demanda brasileira de GLP. Entre 2009 e 2018, o consumo deste combustível nesses setores apresentou taxa de crescimento de 0,7% a.a., 2,6% a.a. e 12,7% a.a., respectivamente. A Figura 48 apresenta a demanda de GLP no Brasil por setor.

Demanda Nacional de GLP

milhões de toneladas

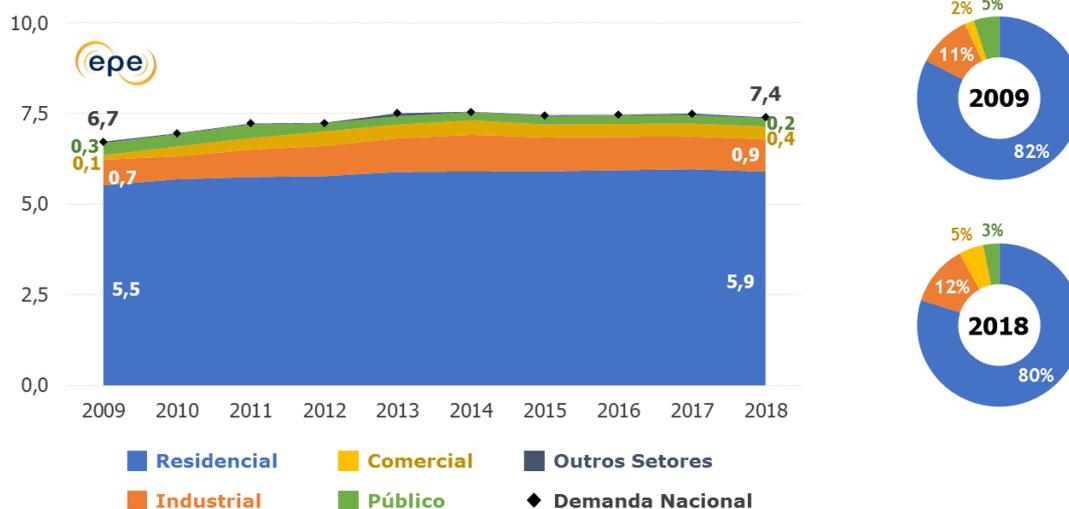


Figura 48 - Demanda de GLP por setor

Fonte: EPE (2019a)

Embora o setor industrial apresente demanda importante por GLP, o consumo deste derivado no Brasil é fortemente representado pelo setor residencial, e utilizado, principalmente, para cocção. A evolução da demanda energética do setor residencial no Brasil, apresentada na Tabela 10, ilustra a perda de participação do GLP frente à outras fontes energéticas, notadamente gás natural e eletricidade (que cresceram respectivamente 6,1% a.a. e 3,4% a.a. entre 2009 e 2018). Em adição, nos últimos três anos, nota-se uma retomada parcial da demanda de lenha.

Tabela 10 - Demanda energética do setor residencial no Brasil

SETOR RESIDENCIAL		10³ tep (toe)										Taxa de Crescimento:
FONTES	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018		
GÁS NATURAL	238	255	280	296	321	310	312	357	379	405	6,1%	
LENHA	7.529	7.276	6.505	6.472	5.741	6.109	6.334	6.064	6.115	6.232	-2,1%	
GÁS LIQUEFEITO DE PETRÓLEO	6.115	6.298	6.364	6.393	6.521	6.535	6.541	6.573	6.606	6.531	0,7%	
QUEROSENE	8	4	5	5	4	3	3	2	2	2	-14,0%	
GÁS CANALIZADO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	
ELETRICIDADE	8.655	9.220	9.629	10.118	10.737	11.373	11.278	11.424	11.557	11.715	3,4%	
CARVÃO VEGETAL	584	509	483	478	402	478	474	429	353	361	-5,2%	
TOTAL	23.129	23.562	23.267	23.761	23.726	24.808	24.941	24.849	25.012	25.245	1,0%	

Fonte: EPE (2019a)

Reforçando o argumento de penetração do gás natural, de acordo com a Figura 49, a extensão de gasodutos de distribuição no Brasil evoluiu de 18 mil km em 2009 para cerca de 35 mil km em 2018. De certa forma, esse avanço contribuiu para a redução da participação do GLP na demanda energética residencial.

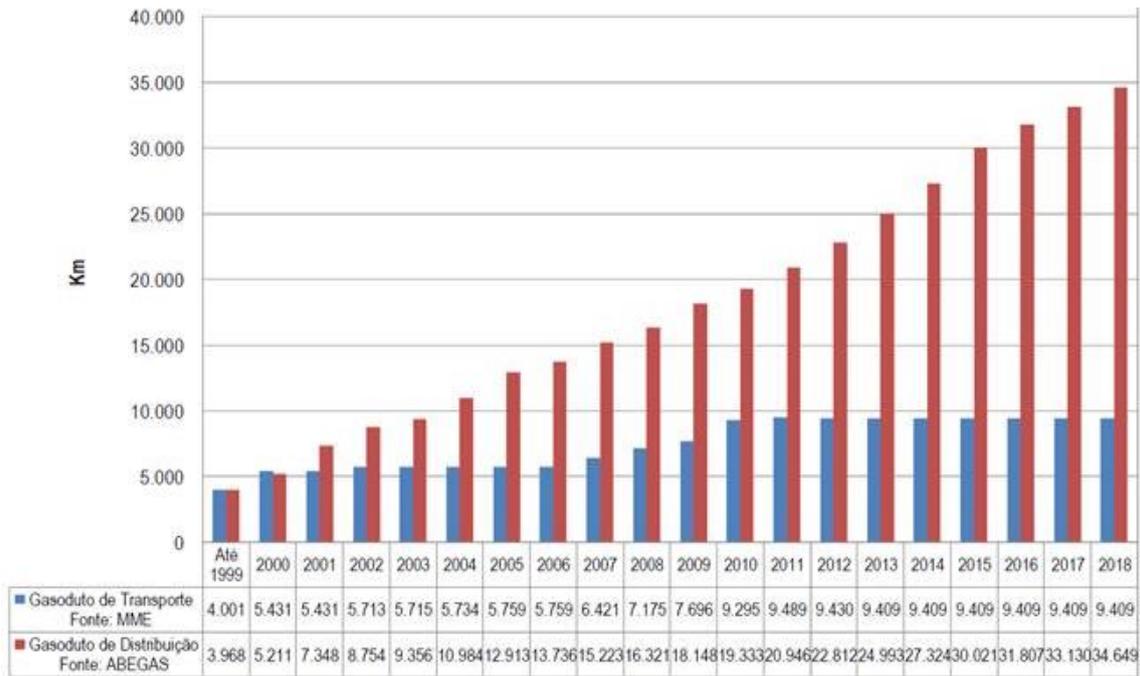


Figura 49 - Evolução da extensão dos gasodutos de transporte e distribuição

Fonte: MME (2019)

Além da análise histórica, é importante observar a projeção para a evolução da matriz de consumo de energia por fonte no período 2018-2029, apresentada na Figura 50.

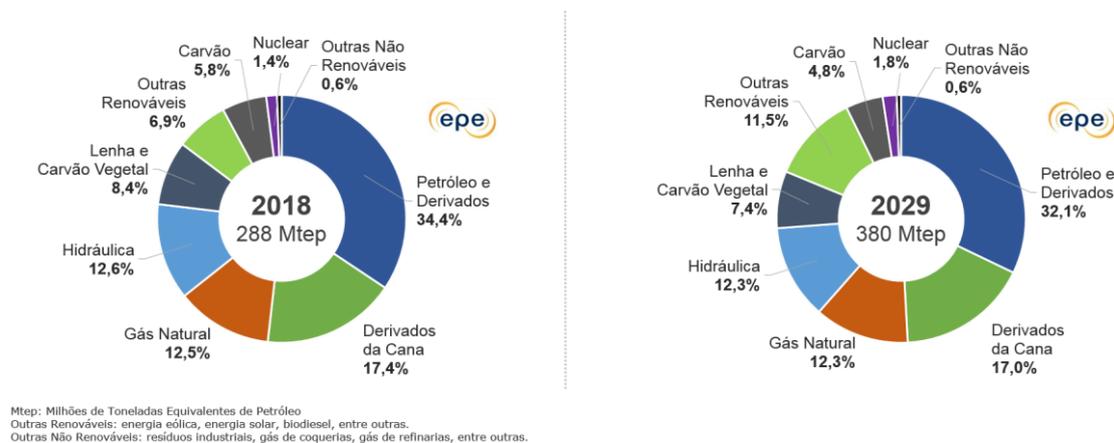


Figura 50 - Matriz energética brasileira

Fonte: EPE (2019a) e EPE (2019b)

É possível observar que, embora a oferta interna de energia da parcela “Petróleo e Derivados” aumente, sua participação diminui no período, alcançado 32,1% da oferta de energia em 2029. Uma análise pormenorizada da parcela de “Petróleo e Derivados” é apresentada na Figura 51.

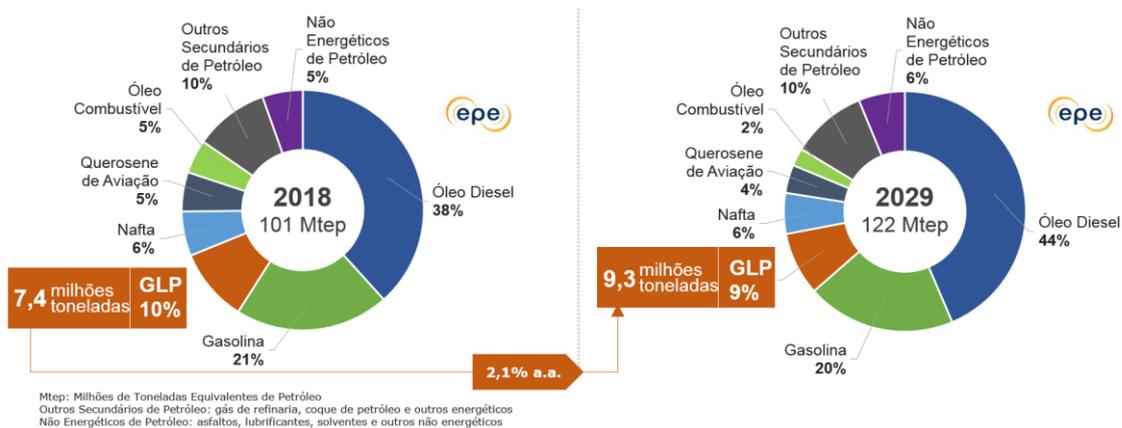


Figura 51 - Matriz energética brasileira: derivados de petróleo

Fonte: EPE (2019a)

Depreende-se que o GLP, terceiro derivado de maior consumo no País, apresenta taxa de crescimento superior a 2% a.a., passando de 7,4 milhões de toneladas em 2018 para 9,3 milhões de toneladas em 2029. No entanto, sua participação na matriz energética dos derivados de petróleo diminui em 1 ponto percentual.

4.2.2. Perfil da oferta brasileira de GLP

O GLP pode ser produzido em refinarias, centrais petroquímicas ou em unidades de processamento de gás natural (UPGNs). Nas refinarias, a maior parcela da produção de GLP ocorre na unidade de craqueamento catalítico (FCC), onde hidrocarbonetos de cadeia mais longa são quebrados por catalisadores a altas temperaturas (EPE, 2018). Em adição, o GLP também é produzido nas unidades de destilação atmosférica, de coqueamento retardado e de reforma catalítica, entre outras.

Quanto às projeções de oferta, é importante inicialmente descrever as indicações/resultados do cenário de referência tratado nos estudos de suporte ao Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2029 (EPE, 2019b). Projeta-se o crescimento total de mais de 6,5% a.a. da produção total de petróleo, saindo de 2,6 milhões b/d em 2018 para 5,5 milhões de b/d em 2029. Esta evolução pode ser observada na Figura 52.

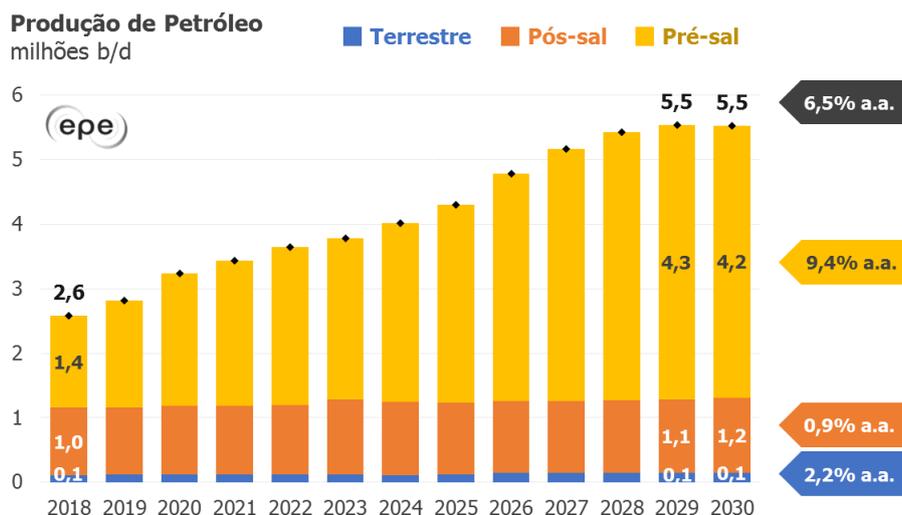


Figura 52 - Produção doméstica de petróleo

Fonte: EPE (2019b)

A produção de gás natural também deve apresentar considerável crescimento nos próximos anos, atingindo 137 milhões de m³/d de produção líquida em 2029, um crescimento de 7,8% a.a. no período, sendo apresentada na Figura 53.

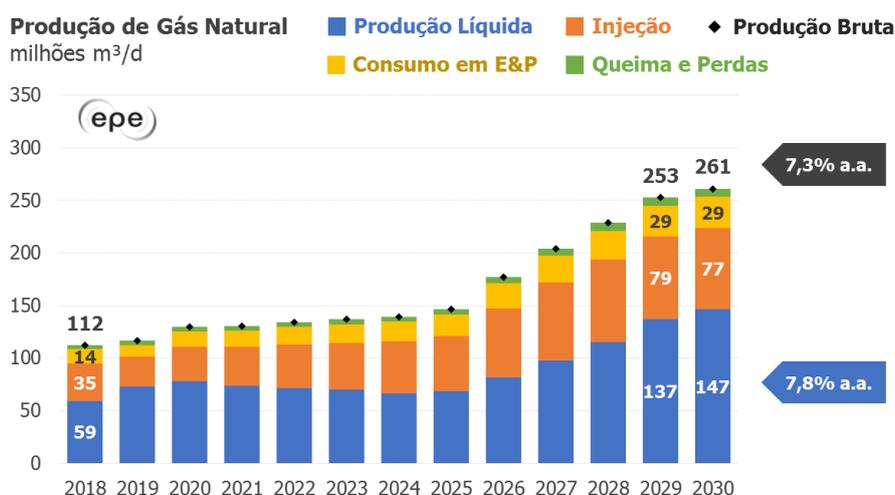


Figura 53 - Produção doméstica de gás natural

Fonte: EPE (2019b)

De acordo com EPE (2019b), essa expansão da produção de gás natural deve ser direcionada para a geração de energia em usinas termelétricas e para o setor industrial. A penetração do gás natural no setor industrial encontra dificuldades na interiorização, em função da complexidade em expandir a infraestrutura de transporte e distribuição.

Essa maior oferta de gás natural deve sofrer processamento⁵⁰ antes de ser injetada na malha de gasodutos no País. Desta forma projeta-se maior utilização das UPGNs existentes além da

⁵⁰ A Resolução ANP nº 16/2008 determina a especificação do gás natural a ser comercializado em todo o território nacional. De forma a atender a referida resolução, os produtores de gás natural necessitam processá-lo, em Unidades de Processamento de Gás Natural, que tem por objetivo separar as frações existentes no gás, removendo as frações mais pesadas (líquidos de gás natural),

construção de duas unidades novas, no Rio de Janeiro e em Sergipe, aumentando a oferta de GLP no Brasil. A produção doméstica de GLP no País pode ser observada na Figura 54.

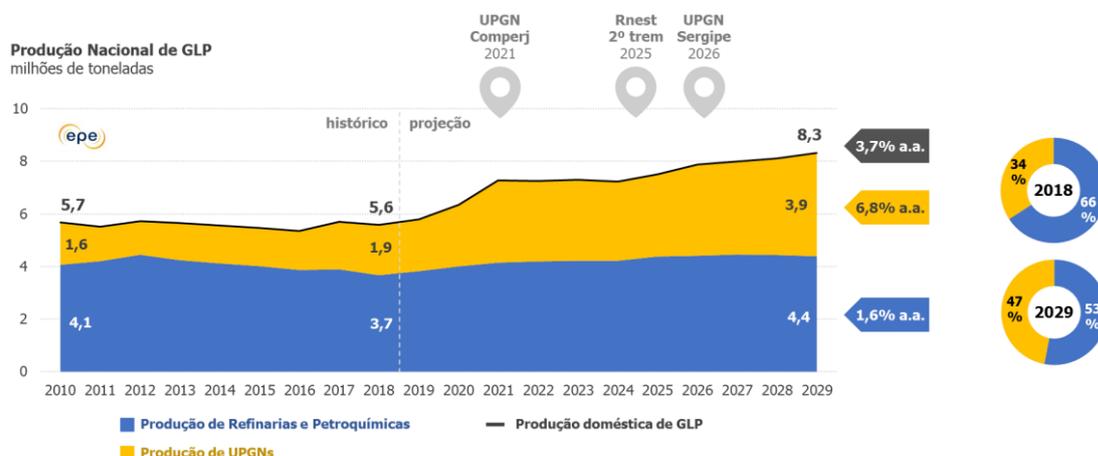


Figura 54 - Evolução do perfil de produção doméstica de GLP

Fonte: ANP (2019a) e EPE (2019b)

Apesar da expressiva elevação da produção de petróleo, EPE (2019b) projeta que o aumento de capacidade de produção de GLP em refinarias dar-se-á, essencialmente, através da entrada em operação do 2º trem da RNEST. De acordo com seu esquema de refino (Petrobras, 2019), a produção de GLP nesta refinaria advém, apenas, das unidades de destilação atmosférica e de coqueamento retardado, pois seu foco é a produção de óleo diesel. Com isso, a oferta de GLP pelas refinarias e petroquímicas deve atingir 4,4 milhões t/ano em 2029, com incremento de 1,6% a.a. Já a oferta de GLP pelas UPGNs apresenta crescimento de 6,8% a.a. no período, conduzindo a oferta total de 5,6 milhões t/ano em 2018 para 8,3 milhões t/ano em 2029. Neste cenário, as UPGNs atingem 47% da produção doméstica de GLP, que cresce 3,7% a.a. entre 2018 e 2029.

4.2.3. Balanço de oferta e demanda de GLP no Brasil

O expressivo aumento da oferta de GLP derivado de gás natural permite um crescimento na oferta interna (3,7%) superior ao da demanda (2,0%). A comparação entre a expectativa de crescimento da oferta e demanda de GLP no País pode ser observada na Figura 55.

entre elas, o GLP. A UPGN do Comperj tem estimativa de investimento na ordem de R\$2,39 bilhões (EPE, 2019b) e, por processar gás natural oriundo do pré-sal, produz quantidade significativa de líquidos de gás natural.

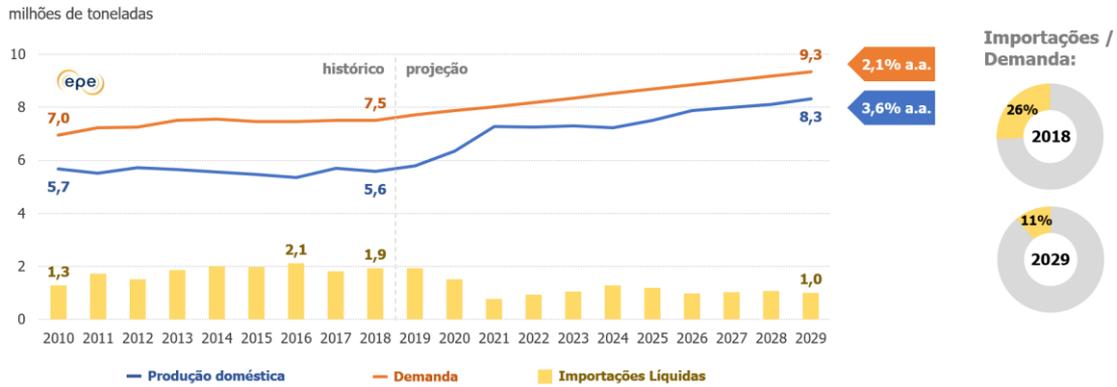


Figura 55 - Balanço de oferta e demanda de GLP no Brasil

Fonte: ANP (2019a), EPE (2019a) e EPE (2019b)

Embora o aumento da produção doméstica de GLP seja superior ao crescimento da demanda, o Brasil ainda será deficitário deste derivado durante todo o período analisado, importando entre 1 e 2 milhões t/ano ao longo do período projetado. A Figura 56 apresenta os terminais aquaviários, possíveis locais de entrada do GLP importado, e suas respectivas capacidades de armazenamento.

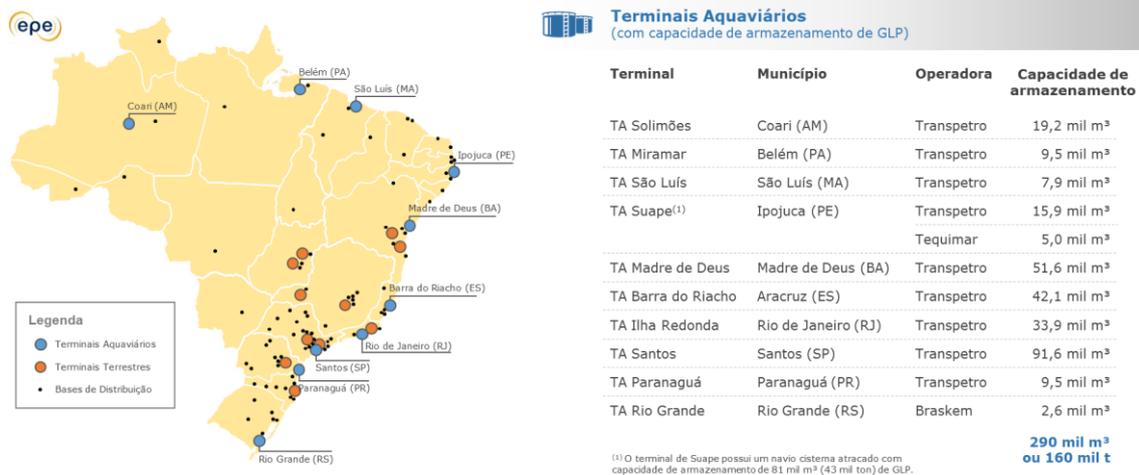


Figura 56 - Terminais aquaviários de GLP

Fonte: Elaboração própria a partir de ANP (2019b) e Transpetro (2019)

É importante ressaltar que 97% da capacidade de armazenamento de GLP dos terminais aquaviários são operados pela Transpetro. A Figura 57 apresenta a oferta e demanda de GLP para as diferentes regiões do País, bem como os principais fluxos inter-regionais e de importações em 2019 e 2029.



Figura 57 - Balço Regional de GLP

Fonte: ANP (2019a), EPE (2019a) e EPE (2019b)

Observa-se que o complexo regional Sudeste/Centro-Oeste é a única área superavitária em GLP no Brasil em 2029. As demais regiões, para atender suas demandas, necessitam de produto oriundo de importações ou de outras regiões. Com a entrada dos ativos de produção de GLP nos Estados do Rio de Janeiro, Sergipe e Pernambuco, há melhoria nos balanços regionais do complexo Sudeste/Centro-Oeste, além da Região Nordeste.

Esse aumento de oferta regional reflete na redução do déficit nacional de GLP. Neste contexto, a atual infraestrutura aparenta não ser capaz de garantir o abastecimento do País. Em particular, registram-se os terminais terrestres existentes, com 80% de operação da Transpetro, conforme indicado na Figura 58.

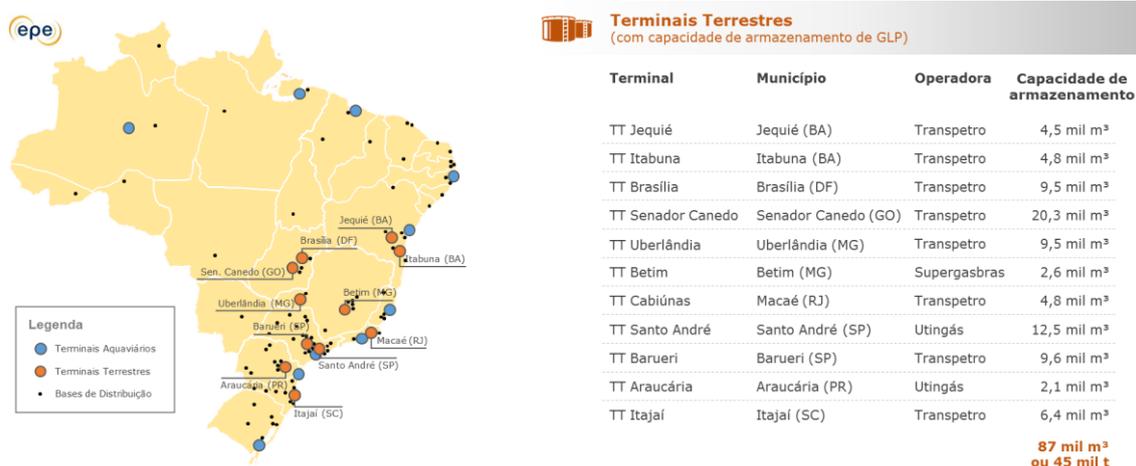


Figura 58 - Terminais terrestres de GLP

Fonte: Elaboração própria a partir de ANP (2019b) e Transpetro (2019)

É importante ressaltar que os crescimentos da oferta e da demanda, indicados nesta análise, destacam a necessidade de expansão dos investimentos em infraestrutura para suporte ao abastecimento de GLP. Tal necessidade está mapeada e em linha com ações da Iniciativa Abastece Brasil e da Resolução CNPE n° 12/2019, que buscam promover a concorrência no setor.

4.3. Histórico do arcabouço normativo do *downstream* de GLP

Apesar de a comercialização de GLP ter iniciado na segunda metade da década de 1930 (IPEM-SP, 2019; SINDIGÁS, 2019), esta seção busca retratar os principais aspectos do desenvolvimento normativo nos últimos 50 anos. Pouco antes disso, é importante mencionar que o Conselho Nacional do Petróleo (CNP) publicou a Resolução CNP nº 2, de 15 de março de 1966, que dispôs sobre o abastecimento e o consumo de GLP. Ademais, a referida resolução apresentou a necessidade de armazenagem a granel que atendesse a 20 dias de consumo, podendo em casos específicos ser reduzida para o mínimo de 15 dias, ou aumentada até 30 dias. Caso o distribuidor não atendesse à necessidade de armazenagem, havia previsão de que só poderia retirar GLP limitado a quantidades iguais à média mensal verificada no trimestre anterior.

O CNP era responsável por autorizar previamente a construção de depósito de produto envasado ou estação de carregamento. Os limites mínimos para capacidade de armazenagem das empresas que atuam na distribuição de GLP eram:

- 30 (trinta) toneladas – região de até 20.000 consumidores;
- 60 (sessenta) toneladas – região entre 20.000 e 50.000 consumidores;
- 120 (cento e vinte) toneladas – região de mais de 100.000 consumidores.

O CNP também era responsável por examinar os projetos de armazenagem apresentados pelos distribuidores e indicar, com parecer fundamentado, a prioridade de construções que visasse a melhor forma de atender ao abastecimento do produto.

Em 11 de fevereiro de 1969, foi editada a Resolução CNP nº 1, que dispôs sobre estoque e capacidade de armazenamento de GLP no País. O art. 1º da referida Resolução colocava como finalidade da norma a necessidade de se assegurar a regularidade de entrega e recebimento de GLP, com a necessidade de as empresas distribuidoras manterem estoque e capacidade de armazenamento mínimos em suas bases.

Nesta Resolução, foram introduzidos os conceitos de base primária e secundária, sendo o estoque e capacidade de armazenamento mínimos revistos e fixados anualmente pelo CNP, assim como a sua localização. No caso das bases secundárias, a iniciativa para localização era do distribuidor, devendo a proposta ser submetida à aprovação do CNP.

A Resolução CNP nº 11, de 5 de outubro de 1971, fixou normas para o ressarcimento das perdas nas transferências, por cabotagem, do GLP.

Após o primeiro choque do petróleo, momento em que o País era largamente importador de petróleo e derivados, e encontrava dificuldades de garantia de abastecimento deste combustível com a política de formação de preços da época, a Resolução CNP nº 4/1974 foi publicada dispoendo sobre o uso do GLP automotivo e estabelecendo novos critérios para fixação das cotas das empresas distribuidoras, conforme indicado a seguir:

Art. 1º. **Na solicitação de cotas de distribuição GLP**, as empresas distribuidoras ficam obrigadas a **discriminar a categoria de consumo**: doméstico, industrial, comercial, portátil, empilhadeiras, experiências ou uso próprio.

[...]

Art. 4º. Fica terminantemente **proibido** a utilização do gás liqüefeito de petróleo **em veículos automotivos**, exceção feita às empilhadeiras.

Parágrafo único. Decorrido o prazo de 30 (trinta) dias de vigência desta Resolução, os setores de fiscalização do Conselho Nacional do Petróleo providenciarão a apreensão dos veículos que apresentem condições contrárias às presentes disposições.

Art. 5º. As firmas que atualmente executam experiências com GLP, como combustível automotivo, ficam asseguradas as cotas para o seu prosseguimento até 31 de dezembro de 1974 e para um limite máximo de três veículos por empresa distribuidora.

Parágrafo único. As Companhias ficam obrigadas a apresentar mensalmente ao Conselho Nacional do Petróleo a relação dos veículos que participam das experiências e as fichas de acompanhamento dos resultados das mesmas.

(grifos nossos)

Em 19 de março de 1974, foi editada a Resolução CNP nº 1, estabelecendo especificações e métodos de ensaio, constituindo partes da Norma Técnica CNP-ABNT-NB-665. Nesta norma, foram aprovadas e estabelecidas as seguintes especificações:

- EB-665 – Recipientes Transportáveis de Aço Carbono, para GLP;
- PB-264 – Dimensões de Recipientes Transportáveis para 13 kg de GLP;
- MB-904 – Determinação de Expansão Volumétrica de Recipientes Transportáveis de Aço Carbono para GLP;
- MB-905 – Determinação de Ruptura de Recipientes Transportáveis de Aço Carbono para GLP.

Na mesma linha, a Resolução CNP nº 3, de 28 de janeiro de 1975, estabeleceu a reformulação da norma referente a recipientes transportáveis de aço carbono, para gases liquefeitos de petróleo e a Resolução CNP nº 14, de 30 de outubro de 1975, estabeleceu norma relativa à inspeção visual de recipientes de GLP.

A Resolução CNP nº 13, de 14 de dezembro de 1976, determinou o tabelamento de preços, deixando-se o ônus do custo da entrega domiciliar somente para os consumidores que desejassem arcar com as despesas respectivas. Nessa linha, o posto de revenda possuía as seguintes funções: receber o GLP da base de distribuição ou do depósito respectivo; armazenar; e fornecer ao consumidor no próprio posto ou mediante entrega domiciliar.

O art. 34 da mesma Resolução estabeleceu que a empresa distribuidora, representantes e postos de revenda operando sob a mesma bandeira, só poderiam comercializar GLP em recipientes com a marca da mesma empresa, sem que a marca significasse que havia exclusividade de distribuição ou comercialização de GLP em qualquer área ou localidade.

Por sua vez, o art. 41, antes da alteração promovida pela redação da Resolução CNP nº 5, de 17 de maio de 1977, que manteve a obrigatoriedade da marca, foi o primeiro dispositivo encontrado que obriga que todo o recipiente possua marca:

Art. 41. Todo recipiente será, na sua fabricação, marcado obrigatoriamente no corpo, no mínimo com as seguintes inscrições, em alto relevo.

a) Marca da Distribuidora;

b) identificação do fabricante;

c) identificação da Norma sob a qual foi fabricado;

d) data da fabricação (mês e ano);

e) peso líquido do GLP em quilogramas;

f) Indústria Brasileira.

(grifos nossos)

O art. 47 da Resolução CNP nº 13/1976 trouxe que a responsabilidade pela manutenção do consumidor e a assistência técnica respectiva caberiam ao distribuidor ou representante mais próximo da marca do recipiente em uso e o art. 48 colocou que era de responsabilidade dos distribuidores a manutenção dos recipientes, devendo elas, antes do envasilhamento, submetê-los a exame prévio para controle do estado dos mesmos, de acordo com norma específica do CNP.

No art. 50, foram estabelecidas as condições para realizar destroca ou comercialização de botijões de outras marcas (OM), de comum acordo, nas bases de distribuição.

No art. 62, permitiu-se que a empresa distribuidora, em situações justificáveis, envasilhasse para outros distribuidores, mas somente em quantidade e prazos fixados em autorização específica do Presidente do CNP.

No art. 63, o distribuidor figurava como responsável pela quantidade de GLP nos recipientes de sua marca, a menos que pudesse provar a responsabilidade do representante, ou posto de revenda de terceiro, ou do transportador, conforme o caso.

O art. 121, por sua vez, alterou a vedação imposta pela Resolução CNP nº 4/1974 ao uso do GLP:

[...] a qualquer consumidor, público ou privado, pessoa física ou jurídica, o uso de GLP como combustível para veículos automotivos, exceto empilhadeiras, a menos que esteja autorizado pelo CNP, em particular para experiências com vistas ao desenvolvimento tecnológico.

Quanto ao auto de infração, o art. 130 apresentou a responsabilidade objetiva da empresa distribuidora pelas infrações às normas ou especificações do CNP, sem prejuízo da coresponsabilização dos transportadores afretados, dos representantes ou dos postos de revenda de terceiro, como reproduzido abaixo:

Art. 130. Os autos de infração pela distribuição, pelo transporte e pela comercialização do CNP, infringentes das normas ou especificações do CNP, serão lavrados, como regra, contra a **Distribuidora** respectiva que, **em princípio, será responsável pela infração**, sem prejuízo da coresponsabilidade dos transportadores afretados, dos Representantes ou dos Postos de Revenda de Terceiro, quando for o caso.

§ 1º. A Transportadora afretada, o Representante ou o Posto de Revenda de Terceiro serão, também, autuados: quando surpreendidos em flagrante no exercício do ato infringente; quando é confessa a responsabilidade pela infringência; quando estiverem comercializando o produto a preços diferentes dos tabelados; quando a Distribuidora respectiva puder fazer prova irrefutável da culpabilidade de um ou mais deles.

§ 2º. Nos casos do § 1º deste artigo, e quando não houver, comprovadamente, responsabilidade simultânea da Distribuidora, poderá deixar-se de lavrar o auto contra esta ou, tendo sido lavrado, ser tornado insubsistente.

(grifos nossos)

Após o estabelecimento da obrigatoriedade da marca do distribuidor, em 1976, a Resolução CNP nº 15, de 29 de novembro 1977, em razão de ainda existirem em circulação recipientes transportáveis de GLP sem marca do distribuidor, estabeleceu que não seria permitida a existência, em todo o território nacional, de recipientes transportáveis de GLP sem marca do distribuidor.

Coerente com a Política de Racionalização do Uso de Derivados do Petróleo, em 28 de setembro de 1978, a Resolução CNP nº 11/1978 revogou o art. 121 da Resolução CNP nº 13/1976 e ampliou as restrições de uso do GLP:

Art 1º. A distribuição e o consumo do GLP ficam restritos aos seguintes tipos de uso:

- a) DOMICILIAR - para atendimento do consumidor, prioritariamente, na cocção de alimentos, em sua residência.
- b) INSTITUCIONAL - entende-se como tal, para efeito desta Resolução, o emprego de GLP em quartéis, hospitais, internatos, estabelecimentos de ensino e repartições públicas ou estabelecimentos similares, prioritariamente para a cocção de alimentos, e em laboratórios.
- c) COMERCIAL - para preparo de refeição em bares, restaurantes e estabelecimentos similares.
- d) INDUSTRIAL - quando se constitua insumo essencial no processo de fabricação, ou combustível que não possa, por motivos técnicos, ser substituído por agente energético não originário do petróleo.
- e) AUTOMOTIVO - exclusivamente em empilhadeiras.
- f) Outros usos que forem autorizados pelo CNP.

Parágrafo único. Fica proibido o uso de GLP em motores, saunas e aquecimento de água para piscinas.

De acordo com a Resolução CNP nº 4/1989, “dado o alcance social do uso do GLP no Brasil, faz-se imperioso adaptar as medidas vigentes à realidade nacional, assim como reuni-las, tanto quanto possível, em um só documento, de melhor compreensão”. Assim, a Resolução CNP nº 4/1989 revogou a Resolução CNP nº 11/1978 e determinou:

Art. 48. É expressamente proibido o uso automotivo de GLP; (Legislação Complementar - Doc. 23).

Parágrafo único. Inclui-se nesta proibição o uso do GLP em motores estacionários, saunas e aquecimento de piscinas.

A Portaria CNP/DIPLAN nº 23, de 6 de fevereiro de 1990, estabeleceu as figuras de Postos de Revenda em Conjunto-PRC e de Postos de Revenda de Terceiros em Conjunto – PRTC na Região Metropolitana do Rio de Janeiro para que o consumidor que não possa se valer da entrega domiciliar normal, possa ser atendido no local.

O então Ministério da Infraestrutura publicou a Portaria MINFRA nº 843, de 31 de outubro de 1990, revogou a Resolução CNP nº 4/1989 e reestabeleceu a vedação ao uso do GLP em “motores de qualquer espécie, saunas, caldeiras e aquecimento de piscinas ou para fins automotivos, exceto quando em empilhadeiras no segmento industrial”. Além disso, a referida portaria estabeleceu a autorização para pessoas jurídicas exercerem a atividade de distribuição de GLP. Os requisitos relacionados à garantia do abastecimento são:

I – possuir capacidade de tancagem, própria ou de terceiros, para receber do produtor ou de outra fonte supridora o volume de GLP correspondente aos pedidos para distribuição;

II – garantir a existência no mercado de uma quantidade suficiente de botijões, devidamente identificados com suas marcas comerciais, para o atendimento da comercialização do volume de GLP programado para distribuição;

III – dispor de instalações, próprias ou de terceiros, apropriadas para o envasilhamento de botijões transportáveis.

(grifos nossos)

Dessa forma, o art. 16 da Portaria MINFRA nº 843/1990 estabeleceu que novos distribuidores possuíssem capacidade de armazenamento e quantidade de vasilhames de sua marca, como requisito para que tivessem acesso aos pedidos quadrimestrais estabelecidos pelo Departamento Nacional de Combustíveis (DNC).

O art. 10 da Portaria MINFRA nº 843/1990 restringiu a atuação do distribuidor a área onde possuía capacidade de armazenamento, em base de distribuição própria ou de terceiros.

Por sua vez, o art. 13 proibiu a comercialização e a guarda de botijões cheios de outras marcas pelo distribuidor ou revendedor credenciado e o art. 18 estabeleceu que os consumidores poderiam trocar o botijão de uma marca por de outra marca.

Vale mencionar que, em 1990, o CNP foi extinto e parte de suas atribuições passaram a ser exercidas pelo DNC. Dessa forma, a Portaria DNC nº 16, de 19 de julho de 1991, estabeleceu as definições dos tipos de uso, recipientes e instalações para GLP, suas prioridades e condições de fornecimento e utilização, sendo necessário, conforme o art. 2º, que o fornecimento de GLP para segmento industrial e outros usos dependessem de prévia autorização do DNC.

Em 1991, a Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991, definiu como crime contra a ordem econômica o uso do GLP em motores de qualquer espécie, saunas, caldeiras e aquecimento de piscinas, ou para fins automotivos, em desacordo com as normas estabelecidas na forma da lei. Nesse sentido, a Portaria MINFRA nº 225, de 8 de outubro de 1991, modificou a redação do § 3º do art. 12 da Portaria MINFRA nº 843/1990, que passou a vigorar com a seguinte redação:

Art. 12 [...]

§ 3º. É vedado o uso de GLP em:

I - motores de qualquer espécie;

II - fins automotivos, exceto quando em empilhadeiras no segmento industrial;

III - sauna;

IV - caldeiras;

V - aquecimento de piscinas, exceto para fins medicinais."

A Portaria DNC nº 4, de 7 de fevereiro de 1992, alterou a redação da Portaria DNC nº 16, de 19 de julho de 1991, e autorizou os distribuidores a fornecer GLP para uso industrial, em caráter excepcional, quando o insumo fosse essencial ao processo de fabricação; ou quando utilizado como combustível que não pudesse, por motivos técnicos, ser substituído por outro agente energético; ou quando indispensável para a preservação do meio ambiente.

A Portaria DNC nº 9, de 4 de maio de 1993, estabeleceu a obrigatoriedade para que os recipientes transportáveis de aço para o GLP fabricados a partir de 6 de maio de 1993, estivessem certificados com a Marca Nacional de Conformidade (MNC), pelo Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial – Inmetro, segundo as Normas Brasileiras NBR 6479, NBR 8471, NBR 8462, NBR 8463 e NBR 8472.

A Portaria MME nº 60, de 6 de março de 1995, alterou o art. 10 da Portaria MINFRA nº 843/1990, passando a permitir que o distribuidor comercializasse GLP nas áreas onde pudesse atender, diretamente ou através de representante legalmente credenciado, as eventuais reclamações do consumidor.

A Portaria MME nº 334, de 1º de novembro de 1996, com base no compromisso assumido pelas empresas distribuidoras no Código de Auto-Regulamentação, assinado em 8 de agosto de 1996, fixou prazos de troca e requalificação de botijões de envasilhamento de GLP. O art. 1º da referida portaria fixou prazos para a instalação dos centros de troca, prazo para conclusão da etapa de troca de botijões e dois prazos para requalificação dos botijões.

O DNC ficou responsável, a partir da delegação do Ministério de Minas e Energia (MME), por fiscalizar o processo de requalificação dos distribuidores pelas empresas proprietárias das marcas neles estampadas. As penalidades previstas para as empresas proprietárias das marcas eram: multa; suspensão da atribuição de cotas de GLP; e do exercício da atividade do agente inadimplente.

Em adição, foi estabelecida a obrigação de que o distribuidor só poderia comercializar GLP em botijões que contivesse rótulo com instruções ao consumidor e lacre de inviolabilidade da válvula de fluxo, ambos com o nome do distribuidor.

A Portaria ANP nº 203, de 30 de dezembro de 1999, regulamentou os requisitos a serem cumpridos para acesso à atividade de distribuição de GLP. Nessa Portaria, consta a exigência de capital social mínimo de:

I – R\$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais) caso pretenda distribuir GLP envasado e a granel;

II – R\$ 5.000.000,00 (cinco milhões de reais) caso pretenda distribuir somente GLP a granel.

Além da exigência de capital social mínimo, foram incluídos requisitos de possuir base própria de armazenamento, envasilhamento e distribuição de GLP aprovada pela ANP; e botijões, devidamente identificados com sua marca comercial, em quantidade compatível com o mercado que pretendesse atender, sendo necessário comprovar trimestralmente a quantidade de botijões.

Em 2003, a então Superintendência de Abastecimento (SAB) da ANP propôs uma minuta de portaria regulamentando a atividade de distribuição de GLP, em substituição à Portaria ANP nº 203/2019, mais aderente à realidade do setor. Segundo exposto na Proposta de Ação ANP nº 541/2003 (ANEXO), a legislação do setor era difusa e, em alguns casos, antigas. Além disso, a evolução do quadro legal do setor de combustíveis e a configuração do mercado de GLP, entre outros fatores, tornaram nítida a consolidação da regulamentação existente, na qual estivessem revisados e flexibilizados os requisitos mínimos de caráter técnico, econômico e social, para ingresso de empresas na atividade de distribuição.

Entre suas principais disposições, a minuta previu:

- Substituição da exigência de capital social mínimo por estudo técnico-econômico que permitam verificar a viabilidade do empreendimento com avaliação dos seguintes itens: modalidade de comercialização; projeção do volume de comercialização e do fluxo de caixa para os 02 (dois) primeiros de operação; indicação da região geográfica de atuação; e indicação dos investimentos diretos (terreno, obras civis, tanques de armazenamento, equipamentos) e indiretos (com recipientes transportáveis, por tipo, e com caminhões-tanques);
- Obrigatoriedade de o distribuidor possuir recipientes transportáveis, identificados com a sua marca comercial, em quantidade compatível com o mercado a ser por ele explorado;
- Substituição da sistemática de quotas, em face de sua incompatibilidade com o regime de livre concorrência, pela de contrato de compra e venda entre o produtor e o distribuidor, ficando a ANP responsável por intervir em polos de fornecimento deficitários com o fim de adequar a oferta e a demanda nesses locais;
- Obrigatoriedade de afixação de selo anti-inflamável no recipiente transportável quando do envasilhamento de GLP por distribuidor não detentor da marca estampada no corpo desse recipiente, indicando a data e o distribuidor que realizou o último envasilhamento e o que realizará a comercialização, não eximindo o distribuidor detentor da marca da responsabilidade em caso de sinistro;
- Eliminação da restrição de outros usos de GLP, mantida apenas para uso automotivo;

- Preservação do conceito de marca estampada no corpo do recipiente transportável, presente na Portaria MINFRA nº 843/90 com as seguintes justificativas: identificação precisa do distribuidor quando da ocorrência de sinistro, tendo em vista que a substituição da exigência da marca pela afixação de selo anti-inflamável, para fins de atribuição de responsabilidade em caso de sinistro, afigura-se como temerária, pois não impede o distribuidor inidôneo a realizar envasilhamentos sem a troca do selo do distribuidor anterior, livrando-se, assim, de culpabilidade em sinistros; a inibição da utilização de botijões de outras marcas; o estímulo à compra de novos botijões; a continuidade do processo de requalificação, que implica, sabidamente, maior segurança para o consumidor; e facilitar o processo de requalificação.

Após a realização da consulta e audiência públicas, foi elaborada a Proposta de Ação nº 1.127/2003 (ANEXO), em que constam as seguintes discussões principais entre ANP e MME:

- Obrigatoriedade de afixação de selo anti-inflamável no recipiente transportável quando do envasilhamento de GLP por distribuidor não detentor da marca estampada no corpo desse recipiente, por sugestão do MME, o que foi excluído da minuta final. Argumenta a SAB que a responsabilidade em caso de sinistro é perfeitamente identificável através da marca estampada em alto relevo no corpo do botijão. Ademais, que existem mecanismos mais eficazes, cuja factibilidade de uso necessita, no entanto, ser melhor estudada;
- Reinclusão das vedações de uso de GLP, previstas originalmente na Portaria DNC nº 04/1992;
- Revisão da substituição da sistemática de quotas por contratos, pois o MME reitera posicionamentos contrários a contratos de compra e venda de GLP, tendo sido adotada a homologação dos contratos pela ANP, em especial as que respeitam às quantidades comercializadas. A ideia central consiste em conservar-se os critérios atuais de rateio da oferta de GLP para determinação das quantidades desse produto que constarão dos futuros instrumentos contratuais de compra e venda.

Após o processo de consulta e audiência públicas, foi publicada a Resolução ANP nº 15, de 15 de maio de 2005, que estabeleceu os requisitos necessários à autorização para o exercício da atividade de distribuição de GLP e a sua regulamentação.

Os arts. 21 e 36 da Resolução ANP nº 15/2005 mantiveram a vedação do enchimento de botijões de outras marcas, com essa possibilidade existindo para os casos em que houvesse contrato entre as partes e o art. 30 manteve as vedações ao uso de GLP.

Para homologação do contrato de aquisição do GLP de produtor pelo distribuidor, foram incluídas as seguintes condições, conforme art. 17 da Resolução ANP nº 15/2005:

I – compatibilidade entre o local e modal de entrega de GLP pelo produtor ou importador e a localização geográfica da(s) base(s) própria(s) ou de terceiros de distribuidor, observado o disposto no § 2º, art. 1º desta Resolução;

II – compatibilidade entre a quantidade de GLP contratada para acondicionamento em recipientes transportáveis de capacidade de até 13kg e o universo desses recipientes, por distribuidor, da própria marca comercial ou sob contrato de uso da marca homologado pela ANP, adotando-se o conceito de P-13 equivalente;

III – histórico de vendas em recipientes transportáveis de capacidade de até 13kg, adotando-se o conceito de P-13 equivalente, dos últimos 6 (seis) meses anteriores ao da homologação do contrato, e, para novo distribuidor, projeção do volume de comercialização para os 3 (três) primeiros meses de operação em consonância com o estudo técnico-econômico do empreendimento a que se refere o art. 8º desta Resolução; e

IV – oferta e a demanda nacional de GLP.

(grifos nossos)

A Resolução ANP nº 15/2005 novamente reforçou a restrição dos outros usos do GLP e, em sequência, a Portaria MME nº 69/2006, revogou as Portarias MINFRA nº 843/1990 e nº 225/1991.

Cabe destacar a diretriz do CNPE estabelecida por meio da Resolução CNPE nº 1, de 8 de março de 2015, no sentido de manter a restrição do uso de GLP às atividades indispensáveis, enquanto perdurarem situações que comprometam a adequada formação dos preços do GLP, nos termos da Resolução CNPE nº 04, de 06 de agosto de 2002.

Vale ressaltar a Resolução CNPE nº 4/2005, que reconheceu como de interesse para a política energética nacional a prática de preços diferenciados para o GLP destinado ao uso doméstico e acondicionado em recipientes transportáveis de capacidade de até 13 kg. Em seu art.1º, a referida resolução destaca a necessidade de:

Reconhecer, nos termos do inciso III, do art. 1º da Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997, como de interesse para a política energética nacional a comercialização, por produtor ou importador, de gás liquefeito de petróleo - GLP, destinado exclusivamente a uso doméstico em recipientes transportáveis de capacidade de até 13 kg, a preços diferenciados e inferiores aos praticados para os demais usos ou acondicionados em recipientes de outras capacidades

Cabe destacar, também, a Resolução ANP nº 40/2014, que versa sobre a manutenção e requalificação dos vasilhames transportáveis de GLP. Esta resolução apresenta:

Art. 1º É vedado ao distribuidor de GLP o envasamento e a comercialização de recipientes transportáveis de GLP de até 250 (duzentos e cinquenta) quilogramas que apresentem requisitos para requalificação.

(...)

Art. 2º O distribuidor de GLP deverá retirar de circulação e encaminhar para requalificação recipientes transportáveis de GLP, de sua marca ou marca de cujo uso seja contratante, que apresentem requisitos para requalificação.

(...)

Art. 3º É vedada ao revendedor de GLP a comercialização de recipientes transportáveis de GLP, cheios, que não observem o prazo de requalificação.

A ANP promoveu a revisão das regras para distribuição de GLP por meio da Proposta de Ação nº 987/2014 (ANEXO), baseado na Nota Técnica SAB nº 212, de 15 de agosto de 2014 (ANEXO). Os principais pontos de alteração apresentados para Diretoria Colegiada foram:

- Adoção de nova sistemática de autorização para exercício da atividade de distribuição de GLP, segundo os mesmos princípios adotados para combustíveis líquidos;
- Estabelecimento de capital social mínimo;
- Inclusão da solicitação dos fluxos logísticos de distribuição da empresa;
- Vedação da participação de distribuidor de GLP no quadro societário de revendedor de GLP, assim como do exercício da atividade de revenda varejista de GLP;
- Introdução da vedação de comercialização de recipientes transportáveis de GLP de até 90 kg.

Durante a tramitação do processo ANP nº 48610.008961/2014-14, a principal questão em discussão relacionou-se à atuação vertical dos distribuidores no mercado de revenda de GLP. Para analisar esta questão, foi elaborada a Nota Técnica Conjunta nº 003/2016-CDC-SAB-Assessoria DIR (ANEXO) que recomendou a adoção do cenário em que há possibilidade de o distribuidor de GLP comercializar recipientes transportáveis de GLP com o consumidor final, porém, por meio de revendedor, mediante participação societária – total ou parcial.

As motivações para adoção deste cenário estão resumidas abaixo:

- Permite às sociedades distribuidoras e aos agentes revendedores atuarem de forma verticalizada no mercado de GLP sem interferir no processo concorrencial;
- Preserva a livre iniciativa dos agentes, de modo que operem nos mercados nos quais julguem serem mais eficientes;
- Os custos para adaptação e rearranjo societário dos agentes não serão relevantes se comparados aos investimentos correntes realizados pelas sociedades distribuidoras;
- Possibilita melhoria no registro dos dados do setor realizado pela Agência, o que poderá ter reflexos positivos na elaboração de estudos sobre o setor e na qualidade regulatória;
- Preserva os interesses dos consumidores em mercados de difícil acesso.

A recomendação técnica foi acolhida pela Diretoria Colegiada com a publicação da Resolução ANP nº 49, de 30 de novembro de 2016, que revogou a Resolução ANP nº 15/2005 e reorientou a restrição de uso de GLP para:

I - motores de qualquer espécie, inclusive com fins automotivos, exceto empilhadeiras e equipamentos industriais de limpeza movidos a motores de combustão interna;

II - saunas;

III - caldeiras; e

IV - aquecimento de piscinas, exceto para fins medicinais.

A Resolução ANP nº 49/2016 determinou a vedação de que o distribuidor de GLP autorizado pela ANP exerça a atividade de revenda de GLP, podendo, contudo, participar do quadro de sócios de revendedor de GLP autorizado pela ANP.

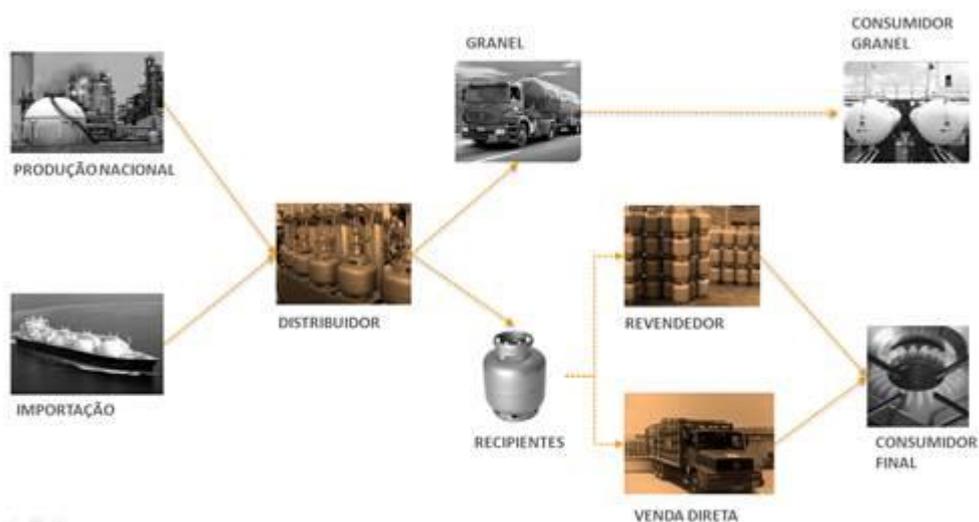
Esta vedação foi revogada pela Resolução ANP nº 797, de 19 de julho de 2019, após a realização da Consulta Pública nº 12/2019, com a motivação de que não se vislumbrou óbice do ponto de vista regulatório ou concorrencial, evitando-se custos de adimplemento a novo regramento por parte do mercado, pois se trata de mero fim, por via normativa, de uma vedação, até hoje, não vigente. Entendeu-se que o fim da vedação não implica aos agentes qualquer ônus, dado que a forma de organização econômica é, hoje, na prática, livre.

Por fim, registra-se que a Resolução CNPE nº 17/2019 anunciou o fim dos preços diferenciados de GLP ao revogar, a partir de 1º de março de 2020, a Resolução CNPE nº 4/2005, que reconhece como de interesse para a política energética nacional a prática de preços diferenciados para o GLP destinado ao uso doméstico e acondicionado em recipientes transportáveis de capacidade de até 13 kg.

4.4. Estrutura do mercado brasileiro de GLP

Conforme indicado na seção 4.2.2, o suprimento de GLP ocorre, em grande parte, por meio de produção nacional que acontece em refinarias, unidades de processamento de gás natural (UPGNs) e centrais petroquímicas. O principal fornecedor é a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), que detém 99,5% do mercado (ANP, 2019a). A oferta é complementada por importações que, em 2018, representaram 25% da demanda de GLP. As importações concentraram-se em quatro portos: Suape (PE) - 75,6%, Santos (SP) - 23,0%, Rio de Janeiro (RJ) e Paranaguá (PR) - 0,7% (ANP, 2019b). Durante os períodos mais frios do ano a demanda de GLP aumenta e, como consequência, a importação ganha maior relevância para o abastecimento nacional desse combustível.

O segmento de distribuição de GLP é composto por 19 empresas autorizadas pela ANP que comercializam diretamente com consumidores finais (a granel ou por recipientes transportáveis) ou por meio dos cerca de 70 mil revendedores (envasado em recipientes transportáveis) (ANP, 2019b). O setor apresenta elevada concentração, sendo que as cinco maiores distribuidoras (Liquigás, Ultragaz, Supergasbras, Nacional Gás e Copagaz) detinham, em 2018, cerca de 85% do mercado nacional (ANP, 2019c).



A

Figura 59 sintetiza a estrutura do mercado de GLP.

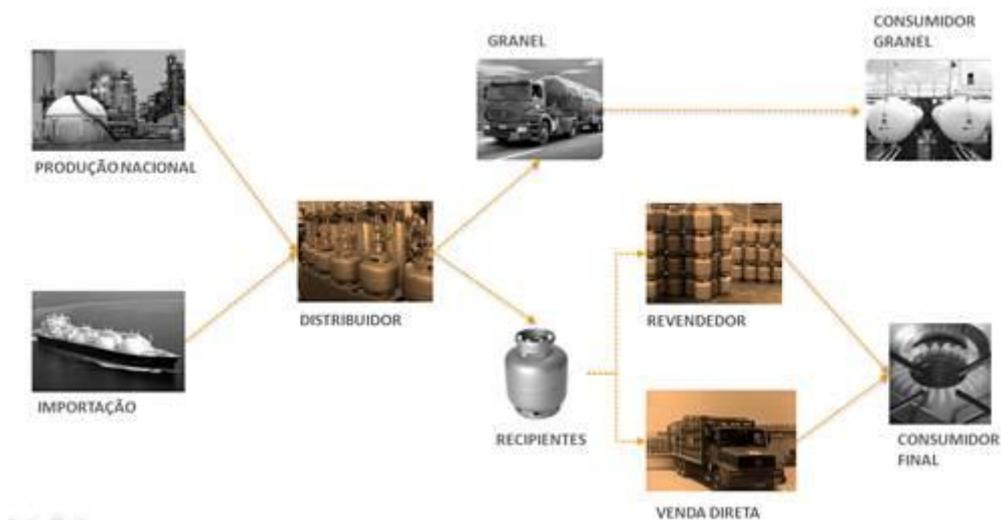


Figura 59 – Estrutura do mercado de GLP

Em 2018, a demanda nacional de GLP alcançou 7,4 milhões de toneladas, sendo 72% destinado a embalagens de até 13 kg (EPE, 2019a). Atualmente, estima-se que existam 120 milhões de botijões de 13 kg em circulação (SINDIGÁS, 2019).

4.4.1. Sistema de rateio de GLP

A seção 4.3 destacou, entre o desenvolvimento normativo para o abastecimento de GLP, a necessidade de fixação de cotas para distribuidores em ambiente de restrição de oferta. Esta seção tem por objetivo tratar do sistema de rateio de GLP para polos deficitários, sinalizando que existe uma oportunidade de aprimoramento regulatório no elo da comercialização, no sentido de promover a livre concorrência. Inicialmente, apresenta-se a manifestação de agente do setor desfavorável ao sistema de rateio e um breve histórico dos critérios de cotização de produto em polos deficitários.

4.4.1.1. Manifestação de agente econômico sobre os atuais critérios de rateio de GLP

No questionário encaminhado aos agentes econômicos, havia a seguinte pergunta:

Qual sua sugestão de aprimoramento regulatório para a promoção da livre concorrência no setor, a redução de custos de transação ou mitigar outros efeitos negativos sobre o preço dos combustíveis?

Com base nessa questão sobre promoção da livre concorrência, a Consigaz, distribuidor de GLP, na reunião do dia 01/08/2019, afirmou que há dificuldades de participação em determinados mercados, visto que precisa retirar produto em polos distantes para atender mercados supridos prioritariamente por polo que utiliza o critério histórico de retiradas para o rateio do produto ofertado para todos os distribuidores. A Consigaz argumentou que tal critério dificulta a entrada de novos concorrentes em mercados atendidos por polos deficitários, ou seja, polos de suprimento que possuem demanda superior à oferta de GLP.

O tema não foi destacado por outros agentes até o momento da análise realizada neste relatório.

4.4.1.2. Histórico dos critérios de rateio em polos deficitários

A Resolução ANP nº 49/2016 estabelece os requisitos necessários à autorização para o exercício da atividade de distribuição de GLP e a sua regulamentação. Entre os art. 18 e 23 da referida Resolução são determinadas as regras relacionadas à aquisição de GLP. Em seu art. 19, esta Resolução estabelece a obrigação da relação contratual entre produtores e distribuidores de GLP. O § 9º do mesmo artigo faculta à ANP a definição de critérios de rateio de GLP em caso de polos com demanda superior à oferta do produto – polos deficitários.

Art. 19. A aquisição de GLP pelo distribuidor, junto ao produtor de GLP, deverá ser realizada sob o regime de contrato de fornecimento.

§ 9º Em caso de demanda superior à oferta em polos de suprimento de GLP, a ANP, quando julgar necessário, definirá critérios de rateio de GLP, para aquisição, por distribuidor.

A Resolução ANP nº 49/2016 foi precedida pela Resolução ANP nº 15/2005 que, durante o período que esteve em vigor, estabeleceu “os requisitos necessários à autorização para o exercício da atividade de distribuição de gás liquefeito de petróleo (GLP) e a sua regulamentação”. Ao contrário da Resolução ANP nº 49/2016, a Resolução ANP de nº 15/2005 não previa explicitamente um dispositivo que autorizasse a ANP a definir critérios para polos nos quais a demanda fosse maior que a oferta. Apesar disso, a ANP emvidou esforços para determinar critérios que resolvessem o problema.

Como não havia critérios estabelecidos na Resolução ANP nº 15/2005, tornou-se necessário estudar as análises realizadas pelos técnicos da Agência a fim de identificar os critérios utilizados para os polos deficitários. Ao propor uma nova metodologia para determinação do rateio para esses polos a partir de 2014, a Exposição à Diretoria da ANP de nº 89 de 2013 (Exposição 89/2013) apresentou o histórico de como o tema havia sido tratado nos anos anteriores. Segue trecho de interesse:

Assim, a Superintendência de Abastecimento, visando evitar disputas desiguais entre os distribuidores de GLP e manter uma disponibilidade de produto para cada agente compatível com sua demanda de mercado, estabelece percentuais de retirada para cada distribuidor nesses polos.

A regra atual apresenta os seguintes critérios:

$$(\% \text{ Rateio})_{\text{polo}} = \frac{(\text{retirada de GLP})_{\text{distribuidora}}}{(\text{retirada de GLP})_{\text{total}}}$$

onde:

=> (% Rateio)polo – percentual máximo de GLP que cada distribuidora terá direito no polo deficitário;

=> (retirada de GLP) distribuidora – retiradas de GLP de cada distribuidora no polo deficitário, nos últimos seis meses de dados declarados à ANP;

=> (retirada de GLP) total – retirada total de GLP no polo deficitário, nos últimos seis meses de dados declarados à ANP.

A Exposição 89/2013 também apresentou como eram tratadas os distribuidores entrantes em polos nos quais a demanda por GLP era superior à oferta:

Ressalta-se que as distribuidoras com percentual de rateio calculado inferior a 1% e os novos entrantes possuem o direito de retirar GLP em volume correspondente a 1% da produção do polo deficitário.

Percebe-se que o rateio em polos deficitários não era calculado com regularidade até 2014, sendo apenas alterado a partir de solicitação do mercado ou de ofício pela ANP. A Exposição 89/2013 avaliou que tal critério poderia restringir o mercado, prejudicando a concorrência, vide trecho a seguir:

Atualmente, o percentual calculado tem vigência até que a ANP efetue novo cálculo, demandado pelo mercado ou por motivação da própria Agência, revelando falhas no modelo utilizado. Um desses problemas é o engessamento dos percentuais de retiradas de GLP pelos distribuidores ao longo do tempo. Além disso, observa-se o alto custo de transportes que o mercado incorre para atender sua demanda.

Além disso, mesmo em situações nas quais os percentuais de rateio fossem recalculados, a Exposição 89/2013 reconheceu que as alterações eram pouco significativas, visto que o mercado mudava muito pouco ao longo dos anos:

Se o produtor tem o dever de atender aos percentuais calculados pela ANP, conseqüentemente os distribuidores só poderão retirar o GLP seguindo esses percentuais (salvo pequenas exceções, como, por exemplo, desistência de determinado volume de GLP por parte de algum distribuidor ou eventual “sobra” na produção de GLP em um determinado mês). Assim, os percentuais de retirada acabam por ficar praticamente inalterados ao longo dos meses, sem acompanhar a dinâmica do mercado.

Com o objetivo de alterar a dinâmica de mercado, com base na Exposição 89/2013, a Diretoria da ANP determinou uma alteração na regra de cálculo para polos de GLP deficitários:

A alteração na regra de cálculo tem o objetivo de estabelecer critérios aderentes às dinâmicas de mercado, tendo como consequência, a eliminação de custos desnecessários na distribuição do combustível, que acabam afetando o consumidor final.

A nova regra apresenta os seguintes critérios:

$$\begin{aligned} & (\% \text{ Rateio})_{\text{polo}} \\ & = \frac{(\text{vendas} + \text{transferências de GLP para os "municípios selecionados"})_{\text{distribuidora}}}{(\text{vendas} + \text{transferências de GLP para os "municípios selecionados"})_{\text{total}}} \end{aligned}$$

onde:

=> (% Rateio)polo – percentual máximo de GLP que cada distribuidora terá direito no polo deficitário;

=> (vendas + transferências de GLP para os “municípios selecionados”) distribuidora – vendas e transferências de GLP de cada distribuidora, entre outubro do ano anterior ao cálculo até setembro do ano do cálculo, para os municípios atendidos pelas bases das distribuidoras que adquiriram GLP no polo deficitário no referido período. Os municípios serão “cortados” pelo “critério de relevância”* até a capacidade de entrega do polo;

=> (vendas + transferências de GLP para os “municípios selecionados”) total – vendas e transferências totais de GLP, entre outubro do ano anterior ao cálculo até setembro do ano do cálculo, para os municípios atendidos pelas bases das distribuidoras que adquiriram GLP no polo deficitário no referido período. Os municípios serão “cortados” pelo “critério de relevância”* até a capacidade de entrega do polo.

* “Critério de relevância”: Municípios que são, em termos percentuais, mais atendidos pelo polo.

Como pode ser verificado, este critério seleciona os municípios que entram no cálculo de rateio utilizando um “critério de relevância” determinado a partir das comercializações do volume de GLP no polo deficitário. Com isso, os percentuais para cada distribuidor no polo deficitário poderiam ser alterados com base em variações nas participações de mercado do município selecionado, alterando o rateio nos referidos polos, à medida em que os distribuidores modificassem as áreas de influência dos polos e, conseqüentemente, comercializassem GLP proveniente de outros polos.

Assim, um determinado distribuidor de GLP, buscando melhorar seu rateio do polo deficitário, poderia utilizar sua capacidade logística e de infraestrutura para trazer GLP de um polo diferente do deficitário e conquistar mercado nos municípios selecionados pelo “critério de relevância”. Após o subseqüente cálculo de rateio no polo deficitário, o distribuidor poderia adquirir maior quantidade de GLP neste polo.

A Exposição 89/2013 avaliou ainda que tal dinâmica poderia reduzir custos, visto que, após novo cálculo do rateio, o distribuidor de GLP não precisaria levar GLP para outras regiões de consumo mais afastadas:

Como o mercado entre os distribuidores muda com o tempo, retiradas de GLP por esses agentes em volumes que não refletem a realidade atual de cada empresa acaba por gerar custos extras de transporte para o mercado. Por exemplo, um distribuidor com percentual de retirada de 15% em um determinado polo deficitário, que necessite de um volume referente a apenas 10% da produção desse polo para atender seus clientes na região, levará o GLP que sobra para outras regiões de consumo. O cenário inverso também gera custos extras, pois o distribuidor terá que trazer GLP de outras regiões de consumo para completar sua demanda.

Este critério, apresentado pela Exposição 89/2013, foi utilizado entre janeiro de 2014 e junho de 2018.

Ao contrário da Resolução ANP nº 15/2005, o § 9º do Art. 19 da Resolução ANP nº 49/2016 estabelece a possibilidade de a Agência determinar critérios de rateio em polos deficitários de GLP. Dessa forma, a ANP teria a discricionariedade de propor ou não um critério para otimizar as entregas nesses polos.

Art. 19. A aquisição de GLP pelo distribuidor, junto ao produtor de GLP, deverá ser realizada sob o regime de contrato de fornecimento.

(...)

§ 9º Em caso de demanda superior à oferta em polos de suprimento de GLP, a ANP, quando julgar necessário, definirá critérios de rateio de GLP, para aquisição, por distribuidor.

O Ofício nº 3600/2017/SAB-ANP, de 15 de dezembro de 2017, informou à Petrobras a respeito dos rateios para os polos deficitários no primeiro semestre de 2018. Ademais, o ofício apontou que a ANP estava realizando estudos para alterar os critérios para o segundo semestre de 2018.

Esclareço que encontra-se em discussão uma nova proposta para critério de rateio em situações de corte de GLP. Sendo assim, os rateios dos polos deficitários, para o segundo semestre de 2018, seguirão a nova regra. Caso não haja tempo hábil para definir o novo critério em situações de corte, os rateios em polos deficitários terão os percentuais de 2018 seguindo o modelo vigente para esses locais.

A partir de julho de 2018, conforme descrito na “Ata de Reunião de Abastecimento de GLP de 24 de maio de 2018”, a ANP optou por não estabelecer critérios de rateio, sendo estes definidos pelo produtor.

Ainda na reunião, foi abordado o assunto referente aos rateios de GLP em polos deficitários. O representante da ANP informou que vários polos, além dos que possuem percentuais de rateio calculados pela ANP, possuem oferta menor que a demanda. Logo, não se sustenta a escolha de apenas quatro polos para controle dos rateios pela ANP. Considerando esse fato, o representante da ANP informou que esses polos, a partir do mês de junho, terão os critérios estabelecidos pela Petrobras nos demais polos.

4.4.1.3. Critério atual de rateio em polos deficitários e a promoção da concorrência

Atualmente, a metodologia utilizada pela Petrobras para realizar o rateio nos polos de fornecimento é baseada no histórico de retiradas dos seis meses anteriores, comprometendo a competição entre os distribuidores de GLP. Neste modelo, os investimentos em infraestrutura não estão associados com aumento na quantidade de GLP adquirida com o produtor. Dessa forma, o mercado não estimula investimentos em infraestrutura em polos deficitários, dificultando a participação de novos entrantes. Mesmo que um novo distribuidor construísse uma nova base interligada por duto a um dos polos de entrega de produto da Petrobras, o agente não teria nenhuma garantia de acesso a uma quantidade de produto que o permitisse competir com os distribuidores previamente instalados.

É importante destacar que os distribuidores não podem competir pelo consumidor se não são capazes de suprir esse aumento de demanda. Como a oferta nos polos deficitários é, em grande parte, determinada pelo histórico de retiradas, a conquista de novos clientes só seria possível se o agente trouxesse produto de outros polos ou viabilizasse uma nova fonte de suprimento de GLP.

O sistema de rateio de produto é incompatível com o ambiente concorrencial desejável e sua manutenção é danosa à livre concorrência. Cabe ao agente econômico decidir suas relações comerciais de compra e venda e à ANP atuar em situação excepcional de risco de desabastecimento.

4.4.1.4. Efeito do fim da prática de preços diferenciados sobre o sistema de cotas de botijões de até 13 kg

Além do registro sobre diferenciação de preços, efetuado na seção 4.3 deste relatório, a iniciativa Combustível Brasil (2017) descreveu a evolução da dinâmica existente acerca da diferenciação de preços entre vendas de botijões de até 13 kg e a granel:

A prática de preços diferenciados do GLP, reconhecida por meio da Resolução CNPE nº4/2005 como de interesse para a política energética nacional, já era praticada, de fato, desde 2002 pela Petrobras. Um dos motivadores da norma, o *“elevado impacto social (do GLP), posto que o seu custo de aquisição afeta a parcela da população brasileira de menor poder aquisitivo”*, explicita o objetivo de universalizar, em termos econômicos, o acesso ao GLP para as camadas menos favorecidas, ou seja, para a parcela da população com baixa renda.

Adicionalmente, é importante destacar que a prática de preços diferenciados depende de metodologia estabelecida para o rateio para definição do preço médio ao agente distribuidor (Combustível Brasil, 2017):

A política de preços da Petrobras está baseada no cálculo da cota de volumes de GLP vendidos a preço inferior a que cada distribuidora tem direito e esta cota é calculada com base no histórico de vendas em recipientes transportáveis de GLP de capacidade de até 13 kg nos últimos seis meses anteriores ao mês do cálculo para o faturamento, conforme preconizado no inciso I do art. 22 da Resolução ANP nº 49/2016. Nesse sentido, para cada cota de mercado, a Petrobras pratica um preço diferenciado.

Conforme indicado na seção 4.3, a Resolução CNPE nº 17/2019 anunciou o fim dos preços diferenciados de GLP entre o comercializado em botijões de até 13 kg e a granel a partir de 1º de março de 2020. O fim desta prática corrige distorções no mercado e incentiva a entrada de agentes nas etapas de produção e importação de GLP, ambas concentradas no agente de posição dominante.

Ressalta-se que a referida mudança contribui com maior estímulo ao investimento em infraestrutura, com reflexos para a oferta de GLP e o desenvolvimento do mercado. Com o advento de um mercado mais competitivo, no médio prazo, os polos deficitários serão solucionados e, portanto, a política de rateio da oferta local não fará sentido. Assim, a aquisição do produto por um determinado distribuidor será baseada no exercício da liberdade de decisão de cada agente envolvido, respeitado o princípio da livre concorrência.

Cabe mencionar que o art. 22 da Resolução ANP nº 49/2016, que estabelece a sistemática de rateio de GLP em função do histórico de vendas de botijões de até 13 kg, perderá o seu objeto com o fim da prática dos preços diferenciados de GLP, cabendo uma revisão da Agência sobre esta norma a partir de 1º de março de 2020.

4.5. Propriedade dos botijões

No âmbito da ADI 2.354/ES, contra a legislação do Espírito Santo (ES), o então Ministro Eros Grau manifestou-se no sentido de que o consumidor final é o proprietário do botijão de GLP. Na mesma linha, o Ministro Dias Toffoli na ADI 2.818/RJ, contra a legislação do Rio de Janeiro (RJ), ratifica a posição de que a propriedade do botijão é do consumidor.

As leis do ES e RJ, declaradas constitucionais, observavam as regras administrativas emanadas pela autoridade competente e os acordos firmados pelas empresas do setor, contudo, permitindo o enchimento de outras marcas, caso a empresa não tivesse à sua disposição os botijões da própria marca, devendo colocar um lacre à prova de fogo, identificando sua marca.

Cabe mencionar que, na apreciação do mérito, o STF entendeu que a matéria das referidas leis se insere no âmbito de proteção do consumidor, de competência legislativa concorrente da União e dos estados. Dessa forma, não havendo norma geral da União regulando a matéria em questão, os estados-membros estão autorizados a legislar supletivamente até que sobrevenha disposição geral por parte da União.

No entanto, a Resolução ANP nº 15/2005, substituída pela Resolução ANP nº 49/2016, tampouco normas anteriores atinentes ao segmento de GLP foram trazidas aos debates das ADI 2.359/ES e ADI 2.818/RJ.

Nesse contexto, a Confederação Nacional da Indústria (CNI) ingressou com a Ação Declaratória de Constitucionalidade (ADC) - ADC 23/DF, para que fosse confirmada a constitucionalidade da Resolução ANP nº 15/2005, substituída pela Resolução ANP nº 49/2016. A ADC 23/DF buscou garantir que a constitucionalidade da norma não fosse questionada em outras ações, tendo sido apresentado pedido de liminar diante da “iminência do trânsito em julgado da decisão proferida pelo STF [na ADI 2.359/ES] e dos prejuízos já amargados pelas indústrias do setor que prezam pelo cumprimento as normas da ANP”. O STF decidiu que a ação não deveria ser conhecida porque entendeu que a requerente pretendia conferir à referida ADC natureza de embargos de declaração da decisão da ADI 2.359/ES em sede de controle abstrato de constitucionalidade, o que, segundo a Suprema Corte, é manifestamente incabível.

Para Reale (1997) a propriedade do botijão é do consumidor que tem a faculdade de trocá-lo, obrigatoriamente, por outro reabastecido, independentemente da marca nele gravada. À luz do normativo que regula a distribuição e revenda de GLP, o bem jurídico protegido não é propriamente o recipiente de metal, mas um complexo de interesses e direitos resultantes do fato de que a posse do botijão assegura ao possuidor a faculdade de trocá-lo, de maneira obrigatória, por outro cheio.

Contrapondo-se ao posicionamento exarado pelo STF, o então Ministro Oscar Dias Correa da Suprema Corte, em seu parecer⁵¹, entende que a propriedade do botijão é da distribuidora cuja marca está estampada no botijão porque à primeira troca do consumidor adquirente do botijão descaracteriza-se o seu vínculo dominial. Dessa forma, o consumidor com a operação inicial de compra, investe-se no direito de uso permanente de um botijão em condições aptas.

⁵¹ Parecer de 20/05/1993, Consultante Grupo Ultra, constante do agravo regimental interposto pela Confederação Nacional da Indústria (CNI) no âmbito da ADI 2.359/ES. Embargos não conhecidos.

Representantes do setor também trouxeram outros posicionamentos jurídicos a respeito do tema como contribuição ao presente estudo.

No seu recente parecer⁵², o então Ministro do STF Carlos Ayres Britto esclarece que o seu posicionamento no julgamento da ADI 2.359/ES adstringiu-se a apreciar a constitucionalidade da lei do ES que versava sobre a possibilidade de reutilização de vasilhames, embalagens ou recipientes de GLP, não indo além da dimensão formal da controvérsia, atinente à competência legislativa daquela unidade federada. O parecer analisa o problema da propriedade do botijão na ambiência setorial de distribuição do GLP concluindo que o art. 26 da Resolução ANP nº 49/2016 que proíbe o enchimento de outras marcas, exceto se previsto em contrato, está em linha com o regime constitucional e legal de defesa do consumidor.

De acordo com Dinamarco e Degenszajn (2019), no julgamento da ADI 2.359/ES, decidiu-se a ação direta do ponto-de-vista formal, ou seja, que a lei versaria apenas sobre consumo e, por isso, seria formalmente compatível com o texto constitucional. O seu parecer⁵³ destaca que o STF não examinou a matéria sob o enfoque do mercado de GLP uma vez que a ANP não integrou a relação jurídica processual, de modo que os seus atos válidos em âmbito federal não foram considerados. Traz também o julgamento da ADI 855/PR revelando o atual entendimento do STF quanto à incompetência do Estado para legislar sobre energia, reconhecendo que o mercado de GLP exige tratamento nacional por meio da legislação federal e da ANP.

Considerando-se a hipótese de a propriedade do botijão ser do consumidor, buscou-se identificar as razões técnicas que fundamentaram o normativo vigente e anteriores que vedam o enchimento de outras marcas.

A Portaria MINFRA nº 843, de 31 de outubro de 1990, estabelece no art. 14 que:

Art. 14. É permitido à distribuidora o enchimento de botijões de outras marcas, desde que previamente acordado mediante contrato celebrado entre as distribuidoras interessadas."

A primeira menção em Resoluções da ANP à vedação ao enchimento de botijões de outras marcas ocorre na Resolução ANP nº 15/2005:

Art. 21. São vedados ao distribuidor o envasilhamento, a guarda ou comercialização de recipiente transportável de outra marca de distribuidor, cheio de GLP, exceto para guarda nos casos em que o distribuidor for nomeado, por autoridade competente, fiel depositário do referido recipiente.

§ 1º O distribuidor somente poderá envasilhar e comercializar recipientes transportáveis de outra marca quando previamente houver pactuado em contrato celebrado com outro distribuidor, nos limites e locais estabelecidos nesse instrumento.

⁵² Parecer de 24/09/2019, Consulente Sindigás.

⁵³ Parecer de 15/10/2019, Consulente Sindigás.

§ 2º O contrato de que trata o parágrafo anterior conterá, necessariamente, cláusula que defina claramente o responsável pela manutenção e requalificação dos recipientes transportáveis, sendo que o distribuidor deverá encaminhar cópia autenticada de extrato do instrumento contratual para homologação da ANP que poderá estipular outra forma de identificação do distribuidor que realizará o envasilhamento e a comercialização dos referidos recipientes adicionalmente a estabelecida na alínea "a", inciso II do art. 36 desta Resolução.

§ 3º A celebração do contrato a que se refere o § 1º deste artigo não exime o detentor da marca estampada no corpo do recipiente transportável de responsabilização em caso de sinistro, na forma da lei.

§ 4º A ANP arbitrará as condições relativas ao armazenamento, envasilhamento, comercialização e destroca de recipientes transportáveis de marca de distribuidor cuja autorização tiver sido revogada.

As razões para a proibição do enchimento de outras marcas estão descritas no corpo da Proposta de Ação nº 1.127/2003 da ANP (ANEXO). É relevante ressaltar que, conforme se depreende da referida proposta de ação, o MME defendeu a possibilidade de enchimento de botijões de outras marcas desde que fosse afixado selo anti-inflamável no recipiente transportável quando do envasilhamento de GLP por distribuidor não detentor de marca estampada no corpo desse recipiente. Por outro lado, conforme indicado na seção 4.3, a ANP pontuou que a presença do selo anti-inflamável não impediria um distribuidor inidôneo de envasilhar sem a troca do selo, livrando-se de culpabilidade em sinistros. Ademais, que existem mecanismos mais eficazes, cuja factibilidade de uso necessita, no entanto, ser melhor estudada.

Diante das dúvidas que ainda tangenciavam a temática propriedade dos botijões, foram elaborados os seguintes questionamentos à ANP:

a) A interpretação de que o botijão é do consumidor e não da distribuidora, conforme se extrai da decisão do STF, vincula as decisões regulatórias da ANP?

b) Em caso afirmativo, ainda assim, haveria possibilidade de uma norma da ANP impedir que o consumidor leve o botijão para ser enchido por outra distribuidora de marca diferente sem que isto represente descumprimento da decisão do STF? No mesmo sentido, haveria possibilidade de uma norma da ANP impedir que o consumidor solicite enchimento do botijão de forma fracionada?

c) Caso seja possível identificar quem fez o envase, seja por chip ou por selo, existiria restrição jurídica à responsabilização da empresa que fez o enchimento do botijão de outra marca no caso de acidentes? Em caso afirmativo, existiriam mecanismos para superar a mencionada restrição?

d) O consumidor ou a empresa que encher botijão de outra marca pode ser responsabilizado pelo detentor da marca com base na Lei nº 9.279/1996? O proprietário da marca ou a ANP podem impedir a livre circulação dos botijões?

e) De quem é a posse e a propriedade do botijão quando este está no pátio da distribuidora, no centro de destroca, na revenda e na residência do consumidor? Nesse sentido, foram vislumbrados os seguintes cenários quanto ao conteúdo e ao continente do botijão: I - propriedade exclusiva do consumidor; II - propriedade compartilhada do consumidor e da distribuidora, tendo o consumidor uma cota do botijão; e III - propriedade exclusiva da distribuidora.

As respostas da ANP aos questionamentos foram encaminhadas ao MME por meio do Ofício nº 175/DG/ANP-RJ-e, que encaminhou o Parecer 01055/2019/PFANP/PGF/AGU.

Em relação ao questionamento “a”, a Procuradoria Federal junto à ANP afirma que não há vinculação formal-processual entre as decisões regulatórias da Agência e as decisões do STF.

No tocante ao questionamento “b”, o parecer afirma que a resposta está relacionada ao item anterior, e pontua que a livre iniciativa e a livre concorrência são a regra, conforme estabelecido na Lei nº 13.848, de 25 de junho de 2019 (Lei das Agências Reguladoras), e nº 13.874, de 20 de setembro de 2019 (Lei da Liberdade Econômica). Desta forma, assevera que eventuais restrições infralegais devem ser embasadas em robusta fundamentação técnica.

A respeito dos mecanismos de responsabilização em caso de acidente tratada no item “c”, a PFANP afirma que, havendo meio de identificação do agente responsável pelo envase, não haveria impedimento à sua responsabilização, tendo em vista as disposições do Código de Defesa do Consumidor e da Lei nº 9.847, de 26 de outubro de 1999.

Sobre eventuais impedimentos quanto ao enchimento de outras marcas à luz da Lei nº 9.279/1996, constante do questionamento “d”, os autores afastam este entendimento com base no artigo 132 do mesmo diploma legal, afirmando, ainda, que o direito da marca não pode ser confundido com o bem corpóreo.

A respeito da posse e propriedade do botijão em situações diversas, tratadas no item “e”, a PFANP afirma serem a posse e a propriedade institutos distintos, devendo ser analisados especificamente para cada relação jurídica constante da consulta. Adicionalmente, aponta que a partir da aquisição do recipiente pelo consumidor, este passa a ter a propriedade exclusiva do bem, abrangendo conteúdo e continente.

4.6. Transporte rodoviário de botijões

A entrega de recipientes transportáveis de GLP em domicílios é regulada pela ANP por meio da Resolução ANP nº 26, de 27 de maio de 2015. A referida regulação aplica-se apenas “ao(s) veículo(s) transportador(es) de recipientes transportáveis de GLP com peso bruto total de até dezesseis mil quilogramas”, e veda expressamente “a utilização de reboque e veículo fechado no transporte de recipientes transportáveis de GLP para entrega em domicílio de consumidores”. Além disso, a Resolução ANP nº 26/2015 estabelece que somente os distribuidores e revendedores de GLP autorizados pela ANP podem realizar a entrega de recipientes transportáveis em domicílio de consumidores.

O transporte de produtos perigosos, classificação que se aplica ao GLP, é também regulado pela Agência Nacional de Transportes Terrestres (ANTT), que aprovou, por meio da Resolução ANTT nº 5.232, de 14 de dezembro de 2016, as Instruções Complementares ao Regulamento do Transporte Terrestre de Produtos Perigosos. Estas Instruções Complementares determinam que não se aplicam as disposições referentes ao transporte terrestre de produtos perigosos no caso daqueles vendidos já embalados no comércio varejista, portados por indivíduos para uso próprio, limitados à metade da quantidade máxima estabelecida na Coluna 8 da Relação de Produtos Perigosos (333 kg para o GLP), exceto os embalados em contentores intermediários para granéis (IBCs), embalagens grandes e tanques portáteis.

Dessa forma, observa-se que o transporte de botijões de GLP para uso próprio, pelo consumidor, não seria alcançado explicitamente pela regulação da ANP e, em pequenas quantidades, seria dispensado de cumprimento das regras e dos procedimentos estabelecidos pelo Regulamento para o Transporte Rodoviário de Produtos Perigosos da ANTT.

O tema mostra-se importante especialmente para o consumidor no modelo atual, caso este prefira trocar o botijão em um ponto de revenda, mediante desconto do custo da entrega em domicílio. Ademais, se mostra relevante para os modelos de enchimento fracionado de GLP, nos quais é vislumbrada a possibilidade de o consumidor transportar o seu botijão com GLP entre a base de enchimento e o local de consumo.

4.7. O papel da marca dos botijões

Esta seção visa tratar de aspectos referentes ao papel da marca dos botijões de GLP. Inicialmente, apresenta o marco normativo do setor, passando por uma revisão da literatura econômica sobre a promoção de soluções de mercado para os vários problemas econômicos e os benefícios da marca dos botijões até os custos de abastecimento envolvidos devido aos incentivos ao investimento voluntário na qualidade segurança e conservação do botijão.

4.7.1. Marco normativo

A exigência de exposição da marca do distribuidor em recipientes transportáveis de GLP, bem como a vedação ao enchimento por terceiros, remonta à década de 1970 com a Resolução CNP nº 13/1976. Atualmente é a Resolução ANP nº 49/2016 que ampara essas obrigações. Sobre a exposição da marca, o inciso VII do art. 11, transcrito a seguir, junto com o art. 10, explicita a condição a ser cumprida pelo distribuidor:

Art. 10. A autorização para o exercício da atividade de distribuição de GLP da pessoa jurídica (AEA) poderá ser requerida pela sociedade apta a requerer autorização de operação de instalação de armazenamento e de distribuição de GLP nos termos da Resolução ANP nº 42, de 18 de agosto de 2011, ou outra que venha a substituí-la. **(Redação do artigo dada pela Resolução ANP Nº 709 DE 14/11/2017).**

Art. 11. A outorga da autorização dependerá da apresentação, pela pessoa jurídica interessada, de: **(Redação do caput dada pela Resolução ANP Nº 709 DE 14/11/2017).**

(...)

VII - comprovação de aquisição de recipientes transportáveis e/ou estacionários de GLP, conforme a modalidade de comercialização de GLP pretendida, identificados com sua marca comercial, em quantidade compatível com a comercialização projetada e tempo médio de consumo de GLP em recipientes transportáveis. **(Inciso acrescentado pela Resolução ANP Nº 709 DE 14/11/2017).**

(grifos nossos)

A vedação ao enchimento de cilindro de outras marcas encontra-se no inciso I do art. 26 da Resolução ANP nº 49/2016, igualmente transcrito a seguir:

Art. 26. O distribuidor de GLP somente poderá:

I - envasilhar recipientes transportáveis de GLP de sua marca, ou de marca de terceiros, desde que possua contrato celebrado com outro agente regulado que contenha cláusulas de envasilhamento de recipientes transportáveis de GLP de marca de outro distribuidor; ou **(Redação do inciso dada pela Resolução ANP Nº 709 DE 14/11/2017).**

A Resolução ANP nº 49/2016 ampara ainda a alocação de outros riscos e responsabilidades acerca da utilização do cilindro de GLP, concentrando-os no distribuidor. Como se aprofunda adiante, essa alocação é uma questão cujo esclarecimento é importante no debate sobre enchimento por outras marcas. Particularmente, o art. 37 da resolução estabelece que a manutenção e requalificação dos recipientes é de responsabilidade do distribuidor.

Outras exigências da Resolução ANP nº 49/2016, para o distribuidor, que cabem destaque no modelo atual de comercialização, devendo permanecer com os devidos ajustes e melhorias em eventuais propostas de modelos de comercialização de GLP envasado são:

- i. o distribuidor só pode adquirir recipientes novos (art. 30); e
- ii. os recipientes só podem ser enchidos na base de envase do distribuidor (art. 31);
- iii. o GLP deve ser comercializado em recipiente transportável, com rótulo informando a data de envasilhamento, e com lacre de inviolabilidade da válvula de fluxo que informa a marca do responsável pela comercialização do produto (ar. 41); e
- iv. a responsabilidade pelas atividades de inspeção visual e de inutilização dos recipientes transportáveis de GLP é do distribuidor (art. 37).

Um aspecto de destaque do modelo vigente é a portabilidade do botijão, ou seja, a possibilidade de o consumidor trocar o botijão de uma marca por outro de marca distinta sem pagar um valor específico para a operação⁵⁴. A regra tem amparo na Resolução ANP nº 51/2016 que disciplina a atividade de revenda. O inciso VII do art. 26 da referida resolução estabelece a seguinte regra:

Art. 26. O revendedor de GLP obriga-se a:

(...) VII - receber, quando do atendimento ao consumidor, recipiente transportável de GLP vazio de qualquer marca de distribuidor de GLP autorizado pela ANP;

⁵⁴ O custo da portabilidade está incluído no preço final do botijão.

Os recipientes comercializados deverão conter lacre de inviolabilidade da válvula que informe a marca do distribuidor responsável pelo recipiente (art. 16).

Cabe mencionar ainda que a portabilidade inclui a possibilidade de o consumidor trocar o botijão de uma capacidade por outra de capacidade diversa. Ou seja, o consumidor por entregar um botijão de 13 kg e receber um de 8 kg, por exemplo, ou vice-versa, sem custos adicionais.

4.7.2. Revisão da literatura econômica

A promoção de soluções de mercado para os vários problemas econômicos é princípio amplamente defendido na literatura afeta. Friedman (1980) sustenta que é o livre mercado quem otimiza a produção de bens e serviços na sociedade e provê a melhor proteção para o consumidor. A lógica é que o reconhecimento por parte dos empresários de que os consumidores têm alternativas, dadas pelo livre mercado, provê o estímulo suficiente à melhora das condições de oferta dos produtos.

Os benefícios do livre mercado são maiores quanto maior a competição entre as firmas. Espera-se que o bem-estar do consumidor seja privilegiado nessas condições e quanto mais próximo se estiver de uma estrutura de mercado competitiva⁵⁵. Entretanto, há situações em que o livre mercado não necessariamente propicia o melhor resultado para o consumidor. São os casos em que a competição é imperfeita, há assimetrias de informação e outras falhas de mercado. Nessas situações, abre-se espaço para a intervenção do governo na economia de forma a restaurar as condições de eficiência, sendo a regulação uma das principais formas de intervenção nos mercados.

Para se analisar a factibilidade e desejabilidade de intervenções do governo, deve-se entender melhor as falhas de mercado e examinar os custos e benefícios associados com as opções de intervenção, que incluem a não intervenção. Em muitos casos, as soluções privadas podem contornar falhas de mercado e apresentar vantagens em relação à intervenção governamental. Isso, porque, falhas de governo podem ser tão problemáticas quanto falhas de mercado. Dessa forma, soluções privadas, quando factíveis, podem ser mais vantajosas do que a ação do poder público⁵⁶. No caso do mercado de recipientes transportáveis de GLP, a marca é uma solução privada para falhas de mercado decorrentes de externalidades⁵⁷.

Em vista das falhas de mercado referidas, ainda que haja posicionamento favorável no sentido de que a propriedade do botijão de GLP é do consumidor não se encerra a discussão acerca da alocação de riscos e responsabilidades sobre esse produto. Essas falhas podem demandar mecanismos distintos dos usualmente presentes nas demais atividades econômicas. Os problemas de segurança do consumo de GLP, por exemplo, são as fontes de tais externalidades, que é um tipo de falha de mercado. A conduta de um consumidor, ou empresa, que comprometa

⁵⁵ Primeiro Teorema Fundamental da Teoria do Bem-Estar.

⁵⁶ A análise de Coase (1960), conhecida como Teorema de Coase, demonstra que, se os custos de transação são zero e os direitos de propriedade são bem especificados, independentemente de quem os detenha, é possível solucionar o problema das externalidades, que é uma falha de mercado por meio da negociação entre as partes envolvidas, sem requerer a participação de governo.

⁵⁷ Externalidades são falhas de mercado que ocorrem quando o consumo e/ou a produção de um determinado bem afetam indiretamente os consumidores e/ou produtores, em outros mercados, e esses impactos não são considerados no preço de mercado do bem em questão. Note-se que essas externalidades podem ser positivas (benefícios externos) ou negativas (custos externos).

a segurança do vasilhame pode afetar o bem-estar de um conjunto bem mais amplo de agentes e por isso há externalidades.

Um tipo de externalidade, em particular, associada à possibilidade de o distribuidor encher botijão de marca de terceiros, resulta de problema econômico clássico dos recursos comunitários. Conhecido também como tragédia dos comuns, trata das situações em que um recurso compartilhado coletivamente não incentiva os agentes a investirem na sua preservação ou melhoria.

Se qualquer distribuidor pudesse envasilhar um determinado botijão, não haveria incentivo para voluntariamente investir na segurança e manutenção desse ativo. Isso, porque o agente não se apropriaria exclusivamente dos benefícios de tal investimento. O compartilhamento desses benefícios representaria um desincentivo ao investimento que ocorre como nos demais casos de tragédia dos comuns (HARDIN, 1968).

As exigências da regulação atual relativas à marca foi uma forma encontrada para responder ao problema supracitado, como se discute posteriormente. As exigências podem relacionar-se ainda com outras circunstâncias presentes em indústrias distintas. A literatura econômica apresenta casos variados em que a marca possui racionalidade e favorece a eficiência.

Na ausência de outras alternativas de rastreabilidade existente no mercado de GLP, a marca reduz assimetrias de informação no ato da compra, facilitando a escolha do consumidor e transmitindo sinais de qualidade para os bens e serviços consumidos. A marca também pode ser entendida como um instrumento de competição entre as firmas que se empenham em diferenciar seus produtos e investir em reputação com o objetivo de obter fidelização e confiança de clientes.

Detalhando um pouco mais o debate econômico sobre o papel da marca, Bain (1956) aponta fontes de barreira à entrada, como economias de escala e diferenciação de produto. Como a marca é importante para essa diferenciação, pode favorecer também poder de mercado para a firma praticar preços acima de um ambiente competitivo.

Por outro lado, de acordo com Landes e Posner (1987), marcas reduzem os custos de procura e tornam o mercado mais eficiente, o que contribui para que os consumidores combinem suas preferências particulares com produtos específicos. Economides (1988) afirma que as principais razões para a existência e proteção da marca são facilitar a tomada de decisões do consumidor, reduzindo os efeitos negativos decorrentes da assimetria de informação, e criar incentivos para empresas produzirem produtos de qualidade desejáveis mesmo quando não são observáveis antes da compra. Ambos os efeitos são uma consequência do fato de que as marcas permitem aos consumidores distinguir entre produtos que parecem idênticos em todos os recursos observáveis antes da compra.

Dessa forma, a marca pode estar relacionada aos incentivos necessários para a redução da informação assimétrica entre os ofertantes e demandantes do mercado. Esse caso refere-se a situações em que algum agente numa transação possui informações que outros agentes envolvidos na mesma transação não possuem. Este conceito tem sido utilizado para analisar problemas no funcionamento dos mercados em muitas áreas da economia.

Um dos principais problemas decorrentes da assimetria de informação presente numa transação é a seleção adversa, que ocorre quando os vendedores têm informações muito melhores quanto às características não observáveis de uma mercadoria negociada do que os

compradores. Akerlof (1970), Spence (1973) e Rothschild e Stiglitz (1976) investigaram as implicações de informação assimétrica, respectivamente, nos mercados de produto, trabalho e seguros.

O estudo teórico da seleção adversa teve início com Akerlof (1970). O autor demonstrou como a seleção adversa poderia eliminar todas as transações de um mercado. O documento inicia com uma análise do mercado de automóveis usados, no qual a existência de veículos de qualidade inferior (os "limões") pode perturbar o funcionamento do mercado - na medida em que a lei econômica de redução do preço diante de um excesso de oferta (ou dificuldade em vender) simplesmente agrava o problema. Em vez de alcançar um equilíbrio de mercado por meio da igualdade entre oferta e demanda, o preço mais baixo elimina os veículos de melhor qualidade do mercado e diminui ainda mais a procura. Spence (1973) refere-se a um mecanismo similar quando trabalhadores "vendem" seu trabalho às firmas e possuem informação privada sobre suas qualificações, enquanto Rothschild e Stiglitz (1976) analisam o mercado de seguros onde informação privada está, ao contrário, do lado do comprador que é melhor informado sobre seu próprio estado de saúde.

Assim, um mercado apresenta seleção adversa quando os consumidores ou vendedores não conseguem distinguir as qualidades dos produtos, resultando em uma tendência para o fornecimento de produtos de baixa qualidade e até mesmo fraudados. Em tais circunstâncias, a marca pode ser um instrumento para reduzir a assimetria de informação e favorecer um equilíbrio de mercado com mais eficiência e bem-estar para o consumidor. Isso porque, quando os produtos apresentam diferenças não observáveis em termos de qualidade, a marca pode facilitar o consumidor a percebê-las e incentivar as empresas a investir em diferenciação e qualidade.

No caso do mercado de GLP envasado, as exigências relativas à marca, constantes na regulação atual, podem atuar no mesmo sentido de redução de assimetria de informação sobre a qualidade do produto. Isso favoreceria o distribuidor a investir na segurança do botijão que comercializa e, conseqüentemente, em benefício da segurança e do bem-estar do consumidor. Portanto, revisões regulatórias que aumentem o leque de alternativas do consumidor para possibilitar a comercialização de botijão sem marca precisam avaliar mecanismos alternativos que desempenhem o papel da marca na assimetria de informação comentada e evitem o equilíbrio de mercado que premia as firmas e produtos de menor qualidade e as fraudes, embora o modelo regulatório atual não prescindia da fiscalização da ANP e demais órgãos públicos.

A respeito da literatura econômica sobre regulação de segurança, há trabalhos como Peltzman (1975) que questionam os benefícios dessa regulação. Por outro lado, há estudos como IPEA (2003) que apresentam evidências no sentido contrário. Medidas como obrigatoriedade do uso do cinto de segurança e o controle eletrônico da velocidade nas vias urbanas são fatores que ajudaram na diminuição do número de mortes e na melhoria dos indicadores de segurança.

De acordo com Farina e Nunes (2011), quando atributos relevantes do produto ou do processo não podem ser avaliados diretamente e a custo baixo pelo consumidor, são necessários padrões públicos de segurança e sanidade dos produtos.

Ainda a respeito da literatura sobre regulação da segurança, Black (2010) desenvolve análises sobre o tratamento do atributo de segurança na atividade econômica que são úteis ao entendimento do assunto em debate. Observa que não há atividade sem risco e existem custos

para garantir determinados níveis de segurança, de modo que eliminar totalmente riscos e garantir segurança plena podem não ser escolhas eficientes em vista dos custos envolvidos. A autora chama atenção de *trade-off* a ser observado entre custos e benefícios da escolha de níveis de risco e segurança a serem incorridos pelos agentes em mercados diversos. Há também vários problemas de economia comportamental na análise da regulação de risco. Por exemplo, o Viés de Imunidade Subjetiva ou de Otimismo: pessoas podem subestimar ou superestimar a probabilidade de um evento que lhes é desfavorável, por exemplo um acidente com botijão de GLP. Esse viés, inclusive, aponta espaço para a regulação econômica da segurança em vista de problemas de racionalidade da escolha do consumidor.

4.7.3. Benefícios da marca dos botijões

4.7.3.1. Incentivos voluntários

Ao mencionar as externalidades do mercado de GLP envasado, particularmente a associada à possibilidade de o distribuidor envasar cilindros de outras marcas (terceiros), comentou-se o problema da tragédia dos comuns (HARDIN, 1968). Isso ocorre quando o distribuidor, não tendo garantia de que se apropriaria com exclusividade dos benefícios de utilizar um determinado botijão em boas condições durante sua vida útil, não possui incentivo a investir voluntariamente em sua conservação.

O modelo de comercialização de recipientes transportáveis de GLP no Brasil trouxe um modo de encontrar uma solução privada para o problema clássico de recursos comunitários. A solução é a vedação de enchimento por outras marcas. A vedação confere ao distribuidor a garantia descrita no parágrafo anterior e, portanto, ampara incentivos ao investimento voluntário na segurança e conservação do botijão. É uma solução privada por não exigir qualquer recolhimento de encargos das companhias ou consumidores para tal investimento, consistindo apenas de alinhamento de incentivos para que o distribuidor aporte por interesse próprio seu capital na preservação do botijão.

O incentivo explicado favoreceria poupar recursos públicos em fiscalização na medida em que limita o *modus operandi* do setor e estimula que o distribuidor realize por conta própria despesas necessárias à manutenção do botijão em condições adequadas e, portanto, seguras de uso. Havendo racionalidade econômica na assunção de tais despesas pelo distribuidor, a necessidade de o governo controlar e fiscalizar procedimentos de conservação e segurança dos botijões em circulação tende a ser amenizada, contribuindo para poupar recursos públicos.

A exigência de o distribuidor ter marca própria exposta no botijão e assumir a responsabilidade sobre a segurança desse ativo contribui adicionalmente para estratégias comerciais de diferenciação de produto que podem ser úteis à redução de assimetrias de informação no mercado. É importante evitar problemas de seleção adversa em que os agentes não são premiados por prover mais qualidade, resultando em equilíbrios de mercado com produtos menos qualificados. No caso do mercado de GLP, esse equilíbrio implicaria provisão de equipamentos menos seguros e prejuízos potenciais ao bem-estar do consumidor. Depreende-se, então, que a marca, ao favorecer a diferenciação de produto, pode contribuir para provisão de botijões mais conservados e seguros, mantendo a responsabilidade do distribuidor sobre o ativo.

O exposto é comentado na Nota Técnica nº 038/2017/SDR da ANP. O documento menciona os incentivos descritos acerca da segurança dos recipientes transportáveis de GLP, como se lê na transcrição a seguir (p. 10 e 11):

Em grande medida, o consumidor de GLP, mesmo o industrial, tem a percepção de que se trata de um produto com baixos riscos de adulteração nas suas especificações técnicas, como ocorre com a gasolina, por exemplo. Nesse sentido, uma empresa distribuidora, a fim de se destacar sobre seus concorrentes e fidelizar clientes, geralmente oferece serviços diferenciados, investe na segurança e manutenção dos cilindros, traça estratégias de comunicação e marketing.

Por meio da análise do ato de concentração nº 08700.002155/2017-51, p. 54, o Cade identificou evidências da importância da marca e algum grau de fidelização do cliente, embora ressalve que a percepção do consumidor no que diz respeito à marca ocorre em relação à marca do distribuidor fixada nos caminhões de revenda dos recipientes transportáveis. Abaixo, transcreve-se trecho do documento:

Ocorre que constam dos autos evidências de que a reputação da marca da distribuidora importa e que há algum grau de fidelização à marca no mercado de GLP envasado, pois a marca não apenas identifica a origem, mas também representa uma garantia de qualidade e segurança em relação aos botijões e ao processo de envase realizado pela distribuidora. Isto não é verdade para a marca estampada no botijão, em que quase nenhum consumidor se atenta a ela. Sua percepção é a do caminhão de distribuição com a marca da distribuidora.

Outros autores relativizam a importância da marca para as decisões de compra dos consumidores, apontando que há fatores intrinsecamente relacionados à atividade de revenda de GLP com maior potencial de influenciar a escolha dos consumidores, tais como a rapidez na entrega, disponibilidade do produto e localização, como o parecer transcrito do Cade. A Nota Técnica nº 038/2017/SDR (ANEXO) cita as referências que fazem tais ponderações, mas não descarta o papel da marca no incentivo ao distribuidor ofertar GLP envasado com mais segurança, minimizando o problema de seleção adversa comentado. A próxima transcrição explicita essas observações (p.11):

Ferreira (2008) e Longhi *et al.* (2014) observaram que fatores intrinsecamente ligados à atividade de revenda, como rapidez na entrega, disponibilidade do produto e localização são os que mais influenciam na escolha do consumidor final do GLP envasado em botijões de 13 kg. Itens como a marca, qualidade do botijão e até mesmo preço são considerados menos importantes na escolha por tais consumidores, ainda que grandes diferenças de valores tenham o potencial de alterar a escolha do consumidor, principalmente de baixa renda. Por outro lado, as distribuidoras de GLP adquirem uma boa reputação de sua marca seguindo as normas de segurança na comercialização do produto, abastecendo de forma regular os pontos de revenda e adotando estratégias de marketing.

A avaliação do Cade e das demais linhas de pensamento descritas que relativizam o papel da marca, embora possam contribuir para entendimento do comportamento do consumidor, não consideram os efeitos econômicos da marca reportados neste relatório. Primeiro porque tentam explicar o comportamento do consumidor, a partir do qual se deriva a função demanda. No entanto, os incentivos voluntários e dissuasórios tratam da função oferta uma vez que derivam do comportamento das firmas – próxima seção explica com mais detalhes os incentivos dissuasórios. Ambos incentivos refletem, então, estratégias das companhias de otimização de:

- i) investimentos (uso intertemporal de um fator produtivo, que é o botijão); e
- ii) custos (minimização de despesas com penalidades administrativas e judiciais).

Segundo porque não explicam os *trade-offs* presentes nas experiências internacionais e nas referências econômicas relatadas. Terceiro porque, como o Brasil não possui comercialização de GLP sem marca, o consumidor não observa os problemas de seleção adversa descritos na revisão de literatura. Todavia, o fato de o consumidor não observar o problema de seleção adversa não significa que é indiferente ou insensível à questão.

Sobre o incentivo do consumidor em realizar o acondicionamento adequado do botijão de GLP, avalia-se que esse incentivo existe uma vez que é afetado em situações de acidentes, que podem ter consequências letais. O consumidor, no entanto, tende a não ter informação completa sobre problemas de segurança, como aspectos técnicos de armazenagem, entre outros. Prover essas informações e fiscalizar condições adequadas de uso do produto envolvem externalidades e bem-estar coletivo que tornam a tarefa mais condizente com o papel do poder público, ao qual cabe verificar a forma mais apropriada de exercê-la.

4.7.3.2. Incentivos dissuasórios

O art. 37 da Resolução ANP nº 49/2016 atribui explicitamente a responsabilidade das atividades de inspeção visual, de manutenção, de requalificação e de inutilização dos recipientes transportáveis de GLP aos distribuidores. As exigências de informação da marca do distribuidor no recipiente transportável de GLP, por sua vez, permitem a ANP fiscalizar o cumprimento das responsabilidades comentadas. Nesse contexto, a marca é utilizada como instrumento de rastreabilidade da alocação de riscos e obrigações dos agentes de mercado. Contribui para tornar mais crível a ameaça de penalização da Agência e, portanto, o *enforcement* de suas normas, nos casos de desconformidades das regras de segurança.

O papel da marca na rastreabilidade e *enforcement* da ANP reguladora é explorado na Nota Técnica nº 038/2017/SDR, como revela a próxima transcrição (p. 13):

A presença da marca gravada em alto relevo nos botijões comercializados no país representa, de um lado, fator fundamental de responsabilização das empresas em casos de incidentes de segurança e, de outro lado, uma eventual sinalização de confiança para o consumidor. Esse vínculo incentiva investimentos das distribuidoras na manutenção dos vasilhames que levam sua identificação impressa, de forma a conferir diferenciação à sua marca no mercado.

A Resolução ANP nº 49/2016, em seu preâmbulo, atesta também o papel da marca no *enforcement* das regras estabelecidas pela ANP e outras instituições, como se lê na transcrição do seguinte trecho da resolução:

CONSIDERANDO QUE A IDENTIFICAÇÃO DA MARCA COMERCIAL DO DISTRIBUIDOR DE GLP NO CORPO DOS RECIPIENTES TRANSPORTÁVEIS DE GLP VISA A ATENDER, ALÉM DE CONTROLES DE COMPETÊNCIA DA ANP, direitos básicos previstos no Código de Defesa do Consumidor, assegurando, ainda, a responsabilidade civil do distribuidor de GLP perante o consumidor.

(...)

Considerando que a identificação da marca comercial estampada em alto relevo no corpo dos recipientes transportáveis de GLP contribui para a operacionalização do processo de requalificação e para a facilidade de fiscalização, além de disciplinar o ingresso e a permanência de agentes na atividade de distribuição, na medida em que conduz à compatibilização da quantidade de recipientes transportáveis de GLP de suas marcas com os correspondentes mercados que exploram.

4.7.3.3. Casos empíricos de falhas de segurança

A regulação da comercialização de GLP depara-se com um *trade-off* entre os fatores segurança e eficiência. De modo geral, quanto maiores as exigências de segurança, maior tende a ser o custo da regulação em termos de perda de eficiência. Esta subseção revela especialmente que as regras de comercialização em vigor, apesar de ampararem alinhamento de incentivos em prol da segurança do recipiente transportável, ainda estão sujeitas a falhas de segurança. Portanto, demandam gastos de fiscalização. Uma questão a ser esclarecida, como se comenta adiante, é se modelos regulatórios alternativos tendem a incrementar esses gastos.

As falhas de segurança a serem explicitadas aqui apresentam de modo geral laudos inconclusivos por parte dos Corpos de Bombeiros Estaduais. Nesse sentido, na maioria das vezes, não foi possível para as autoridades competentes apontar as causas das ocorrências com recipientes de GLP. Tal cenário resulta, muitas vezes, segundo a ANP (2015), em uma subestimação dos potenciais problemas com o estado de conservação desses recipientes, dado que o senso comum é que os acidentes envolvendo GLP são causados por desconhecimento ou por negligência dos consumidores com o uso do botijão.

Os problemas supracitados indicam que o alinhamento de incentivos do modelo atual de comercialização de GLP não prescinde das atividades de fiscalização da ANP e de outros órgãos públicos para atestar o cumprimento das obrigações regulatórias de segurança pelos agentes de distribuição e revenda.

As fiscalizações da ANP especificamente detectam armazenamento de recipientes de GLP sem requalificação, impróprios ou com leitura comprometida das obrigações de informação⁵⁸. Abaixo, transcreve-se relato sobre o assunto da Nota Técnica nº 102/2017/SFI/ANP:

⁵⁸ Processo Administrativo ANP 48610.010909/2015-17.

Registra-se três momentos importantes na regulação que envolve o processo de requalificação dos vasilhames transportáveis de GLP e a indústria da distribuição no Brasil. O primeiro é anterior a 1996, em que uma distribuidora envasilhava botijões de outra e não havia controle significativo, tampouco regras específicas para requalificação. Em 1996, o Ministério de Minas e Energia publicou a Portaria 334, formalizando o Código de auto-regulamentação relativo ao envasilhamento, à comercialização e à distribuição de GLP, o qual estabeleceu os centros de destrocas e o período de transição para a requalificação de 15 anos, variando entre 1996 e 2011. **Durante a transição, houve avanços na requalificação de botijões P-20, P-45 e P-190, mas certa inércia quanto à requalificação dos vasilhames P-13, os quais representavam maior consumo e utilização doméstica. Em 2014, depois de significativo período de ações de fiscalização da ANP e situações de relativo conflito entre os agentes regulados e o regulador/fiscalizador, foi publicada pela ANP a Resolução 40/2014, que dispõe, de forma clara e objetiva, quanto à obrigação das distribuidoras requalificarem os seus botijões, com base em orientações e procedimentos do Inmetro e da ABNT NBR 8865/2010.**

(...)

A fiscalização dos botijões não requalificados começou a ser aplicada a partir da RANP nº 40/2014, ainda sem instrução formal amadurecida, **com o propósito de induzir os agentes à regularização das requalificações dos vasilhames.** Isto proporcionou um elevado quantitativo de recipientes requalificados, notadamente no ano de 2015, que, de acordo com o Sindigás, foi um quantitativo recorde, alcançando a marca de 5.817.000 unidades.

(grifos nossos)

Ademais, o Relatório da Análise de Impacto Regulatório elaborado pela ANP sobre a requalificação de recipientes transportáveis de aço para GLP (ANP, 2015) observou que as metas de requalificação dos botijões de GLP não haviam sido cumpridas pelos distribuidores. Convém citar trecho do referido relatório:

Passados quase 20 anos do compromisso firmado pelas distribuidoras de GLP de garantir que todos os botijões de 13 kg apresentassem as devidas condições de uso pelo consumidor, e findo os prazos da 1ª e 2ª fases do Programa Nacional de Requalificação, respectivamente, 31 de dezembro de 1996 e 31 de dezembro de 2011, dados fornecidos pelas distribuidoras apontavam para o cumprimento das metas do Programa, indicando que, a partir de 2012, não haveria mais recipientes em circulação com prazo para requalificação vencido.

No entanto, tendo em vista ações de fiscalização da ANP direcionadas ao mercado de GLP, as quais se intensificaram a partir de 2013, e considerando informações recentes das próprias distribuidoras, que serão detalhadas no item que trata da magnitude do problema, é possível afirmar que a realidade denota a existência de recipientes em circulação com prazo para requalificação vencido.

As próximas transcrições envolvem processos dos tribunais dos Estados de São Paulo e Rio de Janeiro. Ilustram igualmente que o alinhamento de incentivos da marca no abastecimento de GLP não prescinde do trabalho de fiscalização da ANP e de outros órgãos públicos para atestar

o cumprimento das obrigações regulatórias de segurança pelos agentes de distribuição e revenda.

Por outro lado, os processos reforçam a importância da rastreabilidade do botijão e de uma alocação clara de responsabilidades para a segurança do consumidor. Quanto mais difícil a rastreabilidade e difusa a responsabilização, pior tende a ser a responsabilização das firmas no caso de falhas de seus produtos e, por conseguinte, menor o incentivo para evitá-los. Até o presente momento, a marca em alto relevo no botijão, apesar das falhas comentadas, e a responsabilidade do distribuidor sobre esse equipamento são os instrumentos de rastreabilidade e alocação de riscos adotados e por isso a sua relevância. Como se observa na seção seguinte, novas tecnologias podem exercer papel similar, o que pode ser avaliado e testado pelos órgãos reguladores afetos ao tema, sem descuidar de alocação clara de riscos e compromissos para não comprometer a responsabilização em tela.

A primeira transcrição é de tribunal do Estado de São Paulo (Apelação nº 0137171-44.2010.8.26.0100, TJ-SP) e na sequência explicita-se a do Estado do Rio de Janeiro (Apelação nº 0009340-58.2008.8.19.0203, TJ-RJ):

ACIDENTE DE CONSUMO RESPONSABILIDADE PELO FATO DO PRODUTO EXPLOSÃO DECORRENTE DE VAZAMENTO DE BOTIJÃO DE GÁS RESPONSABILIDADE OBJETIVA DA EMPRESA RÉ CARACTERIZADA PELO RISCO DA ATIVIDADE DE FORNECIMENTO DE EQUIPAMENTO PERIGOSO E QUE NÃO OFERECE A SEGURANÇA ESPERADA INTELIGÊNCIA DO ART. 12 DO CÓDIGO DE DEFESA DO CONSUMIDOR DEVER DE INDENIZAR OS DANOS MORAIS, CARACTERIZADOS PELO SUSTO INTENSO E TRAUMA VIVENCIADO PELOS MORADORES DO IMÓVEL INDENIZAÇÃO ARBITRADA EM PATAMAR QUE NÃO MERECE REDUÇÃO (R\$ 3.620,00) DISCIPLINA DA SUCUMBÊNCIA MANTIDA

(...) No presente caso não restou caracterizada a alegada culpa exclusiva da vítima ou inexistência de defeito no produto fornecido pela empresa ré, que afastariam o nexo de causalidade com os danos. Ainda pairam dúvidas sobre o manuseio incorreto imputado aos consumidores, uma vez que o laudo elaborado pelo Corpo de Bombeiros apontou como desconhecida a casa da explosão do botijão de gás (fls. 12). Acrescente-se, ainda, que a testemunha... afirmou que até a data do acidente os botijões de gás sempre foram instalados pelos autores e que a mangueira do botijão de gás estava dentro do prazo de validade, restando ainda dois anos para a expiração.

Nesse caso, a dúvida favorece os autores. Ante a inversão do ônus da prova, corretamente decretada em razão da verossimilhança dos fatos alegados na inicial e da hipossuficiência técnica dos autores, cabia à ré ter demonstrado que o acidente decorreu de culpa exclusiva das vítimas, bem como a inexistência total de defeitos no produto fornecido. (Apelação nº 0137171-44.2010.8.26.0100, TJ-SP).

(...) No que tange a não ser a relação de consumo, é desinfluyente sua análise, pois eventual reconhecimento de não ser a relação de consumo **não afasta o dever de indenizar e a responsabilidade na hipótese continuaria a ser objetiva, com fulcro no parágrafo único do artigo 927 do Código Civil de 2002, uma vez que a atividade da Ré, que envolve o tratamento, acondicionamento, armazenamento, transporte, distribuição e comércio de gás, é naturalmente arriscada e potencialmente lesiva a direitos alheios, só sendo necessária a prova do nexa causal entre a conduta da Ré e o dano.**

É o teor do referido artigo:

Art. 927. Aquele que, por ato ilícito (arts. 186 e 187), causar dano a outrem, fica obrigado a repará-lo.

Parágrafo único. Haverá obrigação de reparar o dano, independentemente de culpa, nos casos especificados em lei, ou quando a atividade normalmente desenvolvida pelo autor do dano implicar, por sua natureza, risco para os direitos de outrem.

No mais, **tem-se que as provas carreadas aos autos demonstram que o incêndio foi causado por defeito em um dos botijões. No Laudo de Exame de Local em incêndio confeccionado pelo Instituto Carlos Éboli foi atestado que, pela análise das condições do imóvel, o incêndio teria ocorrido por vazamento de gás** (...). (Apelação nº 0009340-58.2008.8.19.0203, TJ-RJ)

(grifos nossos)

4.7.3.4. Responsabilidade compartilhada

Há normas técnicas visando ao estabelecimento de requisitos de segurança a serem cumpridos pelas atividades de produção e de requalificação dos recipientes. As atividades de requalificação estão sujeitas às normas da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), no âmbito do Sistema Brasileiro de Certificação. Por sua vez, os recipientes transportáveis de GLP estão entre os produtos que possuem certificação compulsória do Inmetro (Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia) (ANP, 2017), uma vez que a falta do cumprimento de alguns dos requisitos estabelecidos em regulamento técnico de produção pode afetar a saúde e a segurança do consumidor e de terceiros.

Em relação à utilização doméstica, além dos recipientes transportáveis de GLP, outros produtos são necessários para que o combustível cumpra a sua finalidade com a devida segurança. Tais produtos referem-se à mangueira e ao regulador de pressão para GLP, apresentando, da mesma forma que os recipientes, certificação compulsória do Inmetro (INMETRO, 2019). Esses produtos apresentam marca de certificação gravada e são adquiridos pelos consumidores residenciais.

Tanto a mangueira quanto o regulador de pressão para GLP apresentam data de validade de cinco anos a partir da data de fabricação, enquanto que o recipiente pode apresentar uma vida útil de até 45 anos se foram cumpridas as etapas previstas de requalificação (ARAÚJO JR, 2018).

Assim, conforme o modelo regulatório atual, após a aquisição dos produtos necessários ao consumo de GLP, os consumidores passam a ser responsáveis pela substituição da mangueira e da válvula de pressão de GLP, após o vencimento do prazo de validade. Além disso, da mesma

forma que ocorre com os recipientes, esses produtos também afetam a segurança da utilização do combustível.

O exposto indica que o modelo atual de comercialização de GLP aloca para o consumidor riscos e responsabilidades sobre equipamentos de mais simples manutenção e verificação do que o botijão. Já os distribuidores, por possuírem um maior nível de informação técnica sobre os botijões de GLP do que os consumidores, concentram a responsabilidade sobre o manuseio e conservação de equipamentos de maior complexidade, como o botijão e instrumentos de enchimento. Dessa forma, a repartição de responsabilidade confere racionalidade econômica, concentrando a responsabilidade de maior complexidade aos agentes que apresentam maiores informações técnicas do produto. Ademais, se todas as responsabilidades fossem alocadas a parte do mercado com maior nível de informação técnica, o custo final do produto poderia se elevar demasiadamente.

Sobre as responsabilidades apontadas do consumidor em equipamentos acessórios ao botijão, há problema de informação a ser trabalhado uma vez que esse agente tem menos conhecimento do que as firmas do setor sobre condições de segurança. Esse problema de informação, em vista das externalidades de segurança envolvidas, tende a demandar atuação do setor público. Isso mostra que pode haver espaço para iniciativas do poder público na questão e indica também que a marca não prescinde de outras políticas para preservar a segurança no setor.

4.7.3.5. Outros posicionamentos

Cita-se a Nota Técnica nº 243/2012/SFI para comprovar que a regulação posta em prática é de comando e controle e não por incentivos:

(...) Infelizmente, apesar do significativo número de botijões requalificados, ações de fiscalização realizadas no início de 2012 constataram a existência de recipientes transportáveis de GLP com prazo de requalificação vencido em várias bases de distribuição ao longo do país, o que constitui violação das disposições constantes dos artigos 31 a 36 da Resolução ANP nº 15/2005. Por esse motivo, com base no disposto no inciso VIII, do art. 3º, da Lei nº 9.847/1999, várias autuações foram lavradas em face das distribuidoras de GLP.

Tais procedimentos trouxeram grande preocupação a esta Superintendência acerca dos impactos do aumento das condenações definitivas dos distribuidores de GLP e a conseqüente configuração da reincidência, prevista no art. 10, inciso II, da Lei nº 9.847/99. Ademais, análises estatísticas simples apontaram para a possibilidade de existência de significativas quantidades de botijões com prazo de requalificação vencido. **A conjugação desses fatores, portanto, além de afetar a segurança do comércio e armazenamento do produto, poderia levar a uma crise de abastecimento, caso as sucessivas autuações e conseqüentes condenações culminassem na revogação das autorizações das empresas distribuidoras.** Diante de tal fato, era, pois, necessária urgente ação que impedisse que a convergência dos efeitos descritos trouxesse prejuízo à população e colidisse frontalmente com o papel que deve ser desempenhado pela ANP.

(grifos nossos)

Dessa forma, a partir da referida nota técnica, pode depreender-se que não há incentivos econômicos para os distribuidores investirem em requalificação, pois se traduz em custos, e sim o temor da regulação comando e controle que pode retirá-los do mercado com as sucessivas autuações, tendo em vista a constatação de botijões com prazo de validade vencidos em ações de fiscalização.

4.7.4. Custos do abastecimento de GLP e o efeito potencial da marca

Em que pesem as vantagens das exigências regulatórias a respeito da marca no cilindro de GLP, devido aos incentivos ao investimento em atributos de segurança, há também custos a serem considerados. Esta seção descreve os custos da cadeia do GLP envasado no país e pondera em que medida estão associados com a marca. A experiência internacional consultada aponta que o modelo de comercialização do GLP no Brasil, em que o botijão tem marca e é envasado pelo seu detentor, é o mais comumente adotado em outros países. No entanto, há experiência de outras alternativas regulatórias que podem ter vantagens em termos de eficiência. Por esse motivo, os estudos sobre experiência internacional apontam trade-off entre eficiência e segurança que convergem com a literatura econômica discutida.

Um ponto a ser avaliado é em que medida os custos do abastecimento do GLP são ancorados pela regulação em vigor. Mais adiante, apresenta-se um conjunto de orientações para subsidiar o aprimoramento regulatório do abastecimento do GLP que indica a relevância da análise de entraves regulatórios à concorrência. Outro ponto de discussão é se os custos desse setor estão relacionados com o fato de o botijão ter marca. A última seção da análise de custos trata desse ponto específico.

Cabe registrar que os efeitos da marca e das economias de escala na formação de barreiras à entrada no mercado de GLP já foram reportados por outros trabalhos sobre o tema. Por exemplo, Queiroz⁵⁹ (2018, p. 5), afirma que a marca e a escala de propriedade de botijões constituem dois dos três principais fatores de barreiras à entrada no mercado de GLP.

Dentre as principais barreiras à entrada presentes, especificamente no mercado de GLP, podemos destacar:

- i. Plantas, Armazenamento e Logística: bases de engarrafamento, tanque, etc.);
- ii. **Escala de Propriedade de Botijões** – regulação não permite compartilhamento de marcas;
- iii. **Marca:** sinônimo de origem, segurança e confiabilidade (distribuidores identificados pela marca e cor de seus botijões).

(grifos nossos)

⁵⁹ Questões-Chave sobre a regulação do mercado de GLP: uma contribuição sobre a comercialização e o enchimento fracionado de recipientes. 15 de novembro de 2018.

As subseções seguintes exploram fatores diversos que podem contribuir para a formação de custos e respectivas barreiras à entrada, entre outros entraves à concorrência e eficiência econômica no mercado de GLP envasado. É esclarecido que esses custos e conseqüentes barreiras à entrada podem ser inerentes à atividade, sem guardar relação, necessariamente, com a regulação do setor ou com a marca.

4.7.4.1. Investimentos em botijões

A aquisição de quantidade prévia de recipientes transportáveis de GLP para autorização da atividade de distribuidor representa a definição de uma escala mínima de operação, a qual dependerá positivamente da projeção do mercado consumidor de cada empresa.

A exigência de investimento inicial em recipientes de acondicionamento de GLP é reflexo do art. 11 da Resolução ANP 49/2016. Essa exigência pode ser observada por meio do extrato do normativo a seguir.

Art. 11. A outorga da autorização dependerá da apresentação, pela pessoa jurídica interessada, de:

VII - comprovação de aquisição de recipientes transportáveis e/ou estacionários de GLP, conforme a modalidade de comercialização de GLP pretendida, identificados com sua marca comercial, em quantidade compatível com a comercialização projetada e tempo médio de consumo de GLP em recipientes transportáveis.”

A análise das demonstrações contábeis dos distribuidores de GLP indica a relevância do investimento em recipientes no subgrupo imobilizado do ativo não-circulante. Essas informações são indicativos do nível de significância que esse ativo representa para a atividade de distribuição.

Para a empresa distribuidora Liquigás Distribuidora S.A., os recipientes de GLP são os componentes da conta Imobilizado que apresentaram o maior custo líquido no exercício de 2018, representando, respectivamente, 35% e 19% do subgrupo imobilizado e do Ativo Total. A representatividade do volume de investimentos em recipientes pode ser visualizada por meio do extrato a seguir das notas explicativas às demonstrações contábeis da empresa.

Tabela 11 Notas explicativas às demonstrações contábeis da Liquigás Distribuidora S.A. (em milhares de reais)

10 Imobilizado

10.1 Composição do imobilizado

	2018		
	Custo	Depreciação	Líquido
Terrenos	20.445	-	20.445
Edificações	129.027	(44.823)	84.204
Instalações industriais	299.163	(117.908)	181.255
Instalações operacionais	429.977	(321.456)	108.521
Vasilhames (*)	400.684	(122.515)	278.169
Veículos	1.565	(1.537)	28
Móveis e utensílios	23.149	(13.245)	9.904
Computadores e periféricos (**)	35.061	(25.284)	9.777
Imobilizado em andamento / obras em execução	60.274	-	60.274
Benfeitorias em propriedade de terceiros	58.039	(11.629)	46.410
Adiantamento a fornecedores	913	-	913
Outros	255	(255)	-
	1.458.552	(658.652)	799.900

(*) Os vasilhames são apresentados líquidos dos incentivos fiscais de reinvestimento obtidos.

(**) Em dezembro de 2017, a Companhia firmou contrato junto ao Daycoval Leasing - Banco Múltiplo S/A para a aquisição de computadores pelo valor de R\$ 1.585.

Fonte: Liquigás (2019)

Em relação à empresa distribuidora Copagaz Distribuidora de Gás S.A, os recipientes de GLP também representam uma relevância na composição do subgrupo imobilizado do ativo não circulante, sendo o segundo componente de maior custo. Para essa empresa, esses ativos representam 24% do subgrupo imobilizado e 12% do ativo total. A relevância do custo dos recipientes para o subgrupo do imobilizado pode ser visualizado por meio das notas explicativas divulgadas pela empresa.

Tabela 12 - Notas explicativas às demonstrações contábeis da Copagaz Distribuidora de Gás S.A. (em milhares de reais)

12. Imobilizado Descrição	Taxa de depreciação	2018		
		Custo	Depreciação	Líquido
Terrenos	-	22.954	-	22.954
Imóveis	4%	72.395	(36.096)	36.299
Máquinas, motores e tanques	10% a 20%	142.291	(74.344)	67.947
Vasilhames	20%	114.449	(54.720)	59.729
Ferramentas, moldes e modelos	10%	302	(258)	44
Móveis, utensílios e instalações	10%	6.558	(5.117)	1.441
Veículos	10 a 20%	57.895	(38.585)	19.310
Computadores e periféricos	20%	12.946	(9.776)	3.170
Instalações industriais	10%	16.651	(7.554)	9.097
Benfeitorias em bens de terceiros	10%	6.363	(5.685)	678
Imobilizado em andamento	-	25.825	-	25.825
Total		478.629	(232.135)	246.494

Fonte: Copagaz (2019)

Apesar da relevância dos recipientes de GLP no Balanço Patrimonial dos distribuidores, o modelo de comercialização é caracterizado pela aquisição conjunta da embalagem (estrutura de metal) e de combustível (GLP) na primeira compra do consumidor final para os casos de revenda de recipientes até 13 kg. Todavia, ainda que o consumidor adquira o recipiente na compra, a firma aporta capital em botijões novos, haja vista que a comprovação da compra dos botijões pelo distribuidor é condição para a autorização pela ANP da exploração da atividade.

A imobilização de capital em recipientes transportáveis de GLP é uma fonte de barreira à entrada no mercado de distribuição. Isso porque impõe um custo para entrar nesse mercado, o que difere das estruturas de mercado competitivas em que os custos de entrada e saída das firmas não são significativos. Como demonstraram os registros contábeis descritos, os custos de entrada com a imobilização de capital em botijões tendem a ser significativos, de modo que não se pode afirmar que é livre (custo negligenciável) a entrada no mercado de distribuição. O indicativo de barreiras à entrada sugere que o mercado de distribuição de GLP não se aproxima de estruturas de mercado mais competitivas e o aporte de capital em botijões é um fator que favorece esse afastamento por amparar tais barreiras.

Ademais, além dos botijões, instalações industriais (máquinas, motores e tanques) são outros elementos de destaque no ativo imobilizado das demonstrações contábeis explicitadas. O capital aportado nesses equipamentos tem magnitude similar à do capital aportado em botijão. As instalações industriais, por sua vez, constituem custo fixo da atividade porquanto invariantes com o volume de vendas de GLP. Todo custo fixo representa um componente crescentemente menor do custo unitário quanto maior o tamanho da firma – o nível de venda de botijões, no mercado em tela. Ambas circunstâncias, magnitude do capital imobilizado e natureza de custo fixo, contribuem para amparar economias de escala significativas na atividade de distribuição, conseqüentemente, favorecendo a concentração de mercado com efeitos potencialmente danosos à concorrência.

A Nota Técnica ANP n° 38/2017/SDR destaca constatação similar à descrita nos parágrafos anteriores. O documento afirma que o número de botijões é uma variável competitiva estratégica e um dos principais itens de custo de entrada da atividade de distribuição. Portanto, são potenciais barreiras à entrada no setor. Transcreve-se a seguir trecho da nota:

Em particular, para a modalidade envasado, sobretudo no P-13, o estoque de botijões constitui variável competitiva estratégica e um dos principais itens de custo de entrada, na medida em que a legislação em vigor limita a aquisição de GLP ao número de botijões detidos pelos agentes.

4.7.4.2. Custo logístico

O Acórdão n° 2034/2019-TCU-Plenário aborda a importância dos custos logísticos para a atividade de distribuição, particularmente para o segmento de GLP envasado, apontando que a maior parte do preço final do combustível (57,5% do valor total) está relacionada aos custos de envase e logística dessas atividades. O posicionamento do TCU pode ser identificado no trecho a seguir.

Toda a logística e controles necessários geram um custo adicional em comparação com o GLP a granel. No caso dos botijões, eles devem ser preenchidos com o GLP nas distribuidoras, levados às revendedoras, vendidos para os consumidores finais e, no caminho de volta, levados vazios para as revendedoras pelos consumidores finais, trazidos vazios pelas revendedoras às distribuidoras e novamente recarregados.

Conforme Nota Técnica ANP n° 88/2016/SDR, a logística do mercado é um dos fatores que ocasionam barreiras à entrada de novos distribuidores. Apontam-se outras barreiras relacionadas ao montante de capital necessário para desempenhar a atividade de distribuição.

A transcrição da nota técnica (p. 7) ilustra o exposto a acerca dos efeitos das necessidades de aporte de capital e custos logísticos na formação de barreiras à entrada no mercado:

Outra importante barreira à entrada de novos agentes na atividade de distribuição de GLP é o alto investimento requerido em instalações, equipamentos e logística. Em decorrência da especificidade do combustível, as redes de produção, transporte e distribuição são sistemas de tempo real, e, portanto, a infraestrutura necessária para o transporte e a distribuição, além de apresentar um baixo grau de flexibilidade, é intensiva em capital.

Outros trabalhos da Agência tratam dos custos logísticos do mercado em tela. É o caso da Nota Técnica ANP nº 038/2017/SDR, que destaca a importância desses custos, bem como de outros custos fixos do segmento de distribuição de GLP. Em teoria, custos fixos são fontes de economias de escala e quanto maiores os primeiros, maiores também são essas economias. A seguir, transcreve-se trecho da nota (p.24 e 25) sobre o assunto:

Os custos fixos representam parcela não negligenciável dos custos de uma distribuidora de GLP. (...) bases maiores requerem mais investimentos, porém podem ser diluídos sobre um volume maior de GLP comercializado, bem como que os custos de produção e de armazenagem variam em função da quantidade de bases que a distribuidora possui. Também se afirma que os custos logísticos são afetados pela quantidade de bases e a proximidade destas em relação aos clientes.

As notas técnicas citadas apontam que os custos logísticos do mercado de GLP envasado são substanciais e ocasionam barreiras à entrada de novos agentes. Sugere-se ainda que existem economias de escala nos custos logísticos, o que é compatível com a avaliação desses custos limitarem a entrada de mais competidores no mercado. É compatível também com o nível de concentração do mercado em apreço, que foi de 84% quando consideradas as vendas das quatro maiores companhias do segmento e suas respectivas marcas no ano de 2018.

Os custos logísticos tendem a amparar economias de escala porque se espera que o custo unitário de transporte seja decrescente com a quantidade de botijões comercializada pelo distribuidor. Em outras palavras, quanto maior o número de botijões, menor o custo logístico médio do distribuidor, o que configura economias de escala em comento. Constatou-se, então, os custos logísticos conferem vantagem competitiva para os maiores distribuidores e suportam, desse modo, barreiras à entrada que são por definição limites à concorrência.

A relevância dos custos logísticos para os distribuidores de GLP também pode ser identificada a partir da análise das demonstrações do resultado do exercício. Para esses agentes, custos/despesas com frete podem ser um dos maiores custos operacionais

Em relação à empresa Liquigás Distribuidora S.A, que é a segunda maior empresa distribuidora de GLP, os fretes, conjuntamente com os serviços e aluguéis, é o terceiro maior custo, representando 7% da estrutura de custos da empresa. Tais custos/despesas superam o valor do subgrupo do imobilizado referente aos vasilhames de GLP (R\$ 278 milhões, conforme apresentado na Tabela 13). A Tabela 14, por sua vez, apresenta um maior detalhamento contábil da Liquigás.

Tabela 14 - Notas explicativas às demonstrações contábeis da Liquigás Distribuidora S.A. (em milhares de reais)

20 Custos e despesas por natureza

	2018	2017
Derivado de petróleo e outros materiais revendidos	(3.575.711)	(2.816.413)
Despesas com pessoal, inclui PLR	(499.061)	(497.678)
Depreciação e amortização	(71.081)	(70.313)
Serviços, fretes e aluguéis	(322.709)	(340.395)
Materiais aplicados no engarrafamento e requalificação	(27.655)	(31.068)
Publicidade e propaganda	(6.892)	(4.560)
Água e energia elétrica	(16.879)	(14.939)
Combustíveis e lubrificantes	(14.408)	(14.881)
Indenizações trabalhistas	(4.416)	(7.437)
Outros	(60.463)	(61.547)
	(4.599.275)	(3.859.231)

Fonte: Liquigás (2019)

Para a empresa Copagaz Distribuidora de Gás S.A, a participação do pagamento de frete em relação ao total de despesas alcança uma participação superior em comparação com a situação ilustrada anteriormente. Nesse caso, as despesas com fretes e frota própria são o segundo maior componente das despesas pagas pela empresa, alcançando uma participação de, aproximadamente, 19% do total despendido no ano de 2018, em relação à Liquigás.

Tabela 15 - Notas explicativas às demonstrações contábeis da Copagaz Distribuidora de Gás S.A. (em milhares de reais)

23. Despesas gerais

Descrição	2018	2017
Despesas com pessoal	(185.144)	(173.533)
Despesas de depreciação	(21.918)	(20.063)
Despesas com serviços tomados	(35.475)	(38.779)
Despesas com frete e frota própria	(71.526)	(75.917)
Despesas com clientes	(28.513)	(27.625)
Despesas com comunicação	(6.353)	(5.553)
Despesas com aluguéis e manutenção predial	(11.863)	(12.691)
Demais despesas	(23.609)	(18.801)
Total	(384.400)	(372.962)

Fonte: Copagaz (2019)

Assim, observa-se que as despesas com frete, conjuntamente com o custo de imobilização de recipientes de GLP, apresentam valores muito superiores às exigências mínimas regulatórias de capital social para a atividade de distribuição, atualmente de R\$ 3 milhões. Dessa forma, os indícios são de que tanto o frete como a imobilização de capital com botijão são mais importantes na constituição de barreiras à entrada do que as referidas exigência de capital.

4.7.4.3. Portabilidade e sistema de destroca

No caso brasileiro, o mercado de distribuição de GLP permite ao consumidor final o direito de portabilidade irrestrita de recipientes transportáveis de GLP de marcas diversas e de diferentes tipos, sem custo ou burocracia adicional.

Dessa forma, o consumidor final pode trocar de fornecedor, sendo necessário apenas o pagamento do GLP acondicionado no recipiente, sem a obrigatoriedade do pagamento da embalagem, como ocorre na primeira compra do combustível.

A portabilidade irrestrita de recipientes é garantida por meio do inciso VII do artigo 26 da Resolução ANP n° 51/2016. Esse normativo estabelece como uma das obrigações dos revendedores de GLP o recebimento de recipiente de qualquer marca comercial por ocasião da venda do combustível ao consumidor final.

Ademais, a portabilidade é independente dos contratos de exclusividade entre distribuidores e revendedores do combustível. Essa situação pode ser elucidada por meio do extrato do dispositivo citado abaixo.

Art. 26. O revendedor de GLP obriga-se a:

(...)

VII - receber, quando do atendimento ao consumidor, recipiente transportável de GLP vazio de qualquer marca de distribuidor de GLP autorizado pela ANP.

Destarte, como há vedação de enchimento de recipientes de outras marcas comerciais, a portabilidade garantida ao consumidor reflete-se na necessidade de operacionalização da atividade de destroca entre os recipientes.

Para verificar os efeitos da portabilidade sobre o mercado de distribuição e revenda de GLP, observa-se que foram comercializados 406 milhões de recipientes transportáveis em 2018⁶⁰. Desse universo, o total de 127 milhões de recipientes foram destrocados entre os distribuidores de GLP (ANP, 2019), representando aproximadamente 31% do total das vendas.

4.7.4.4. Efeito custo do sistema de destroca

Conforme indicado anteriormente, no Brasil, há vedação de enchimento de recipientes de outras marcas e o art. 29 da Resolução ANP n° 49/2016 define que os distribuidores de GLP devem realizar a destroca de recipientes transportáveis vazios de outra marca.

A operacionalização da atividade de destroca também é regulada pela ANP, existindo dois modelos que consistem na logística reversa da atividade de distribuição e revenda, relacionado à recuperação de recipientes vazios de marca própria. Assim, a destroca poderá ocorrer nos Centros de Destroca (CD) ou nas Bases de Destroca (BD).

⁶⁰ Volume de vendas de 5,28 milhões de toneladas de GLP convertido para volume equivalente de recipientes de 13 Kg (SINDIGÁS, 2019).

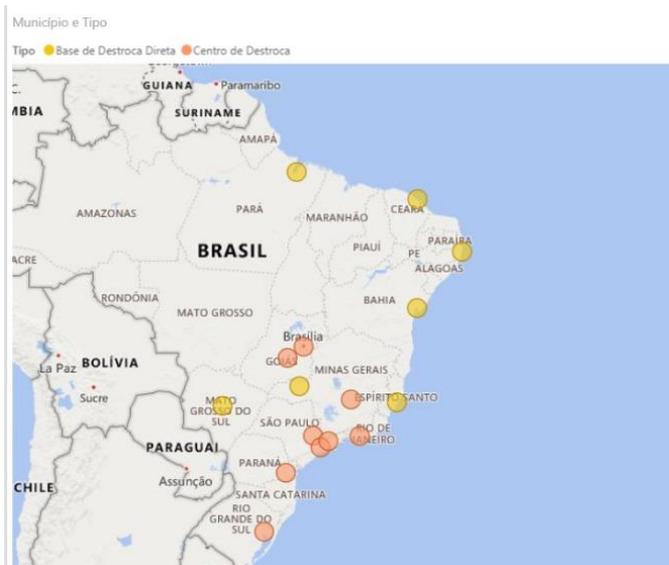
Os Centros de Destroca são prestadores de serviço contratados pelos distribuidores para armazenamento e destroca de recipientes vazios, constituindo-se, portanto, em estabelecimentos que não são de propriedade exclusiva desses agentes autorizados (ANP, 2019). Por outro lado, as bases de destroca são de propriedade dos distribuidores, constituindo-se em estabelecimentos comerciais próprios e/ ou bases de engarrafamento, localizadas em regiões distintas dos CD.

O sistema de destroca tem a vantagem de evitar *switching costs* (custo de troca) para o consumidor, permitindo que não arque com custos específicos de mudança de marca de cilindro. Ao fazer isso, o sistema de destroca favorece a competição entre as marcas do mercado de GLP envasado, como qualquer outro mecanismo que minimiza o custo de troca para o consumidor em uma determinada indústria.

Apesar dos benefícios potenciais apontados do sistema de destrocas, as estatísticas de participação de mercado no segmento de distribuição de GLP no Brasil ainda indicam estrutura concentrada, em que as quatro maiores companhias possuem participação de mercado de 84%. Pode-se alegar que sem o sistema de destroca, haveria chances de o mercado ser ainda mais concentrado. No entanto, o que não se pode argumentar é que o sistema de destrocas permitiu a entrada de firmas que passaram a rivalizar com os líderes do segmento de distribuição, absorvendo parcelas relevantes de sua participação de mercado. O histórico do setor não indica mudanças significativas nas firmas de maior participação, ou mesmo da magnitude desta. Por exemplo, no intervalo de doze anos entre 2009 e 2018, as participações de mercado dos cinco maiores distribuidores de GLP caiu apenas 1%, passando de 94 para 93%. Quando observado a participação dos quatro maiores distribuidores, a queda foi um pouco maior, de 2% no mesmo período de 12 anos, passando de 86,6% para 84,4% (ANP, 2019). Dessa forma, embora o sistema de destroca possa favorecer a competição por evitar custos de troca, não é clara a existência desse efeito na experiência brasileira.

No que se refere a custos logísticos, o efeito esperado do sistema de destroca é desfavorável à eficiência econômica. Isso porque impõe às firmas custos de transportes para entregar vasilhames de outras marcas e para obter de volta os seus próprios. Dessa forma, o sistema de destroca contribui para elevar os custos logísticos do setor.

Ao todo, existem nove CDs (Araucária, Mauá, Paulínia, Contagem, Duque de Caxias, Goiânia, Brasília, São José dos Campos e Canoas), e sete BDs (Uberlândia, Mataripe, Recife, Fortaleza, Belém, Campo Grande e Serra). A Figura 60 apresenta um mapa com a localização dos CDs e BDs no País.



Tipo	Empresa	Município	UF
Base de Destroca Direta		Mataripe	BA
Base de Destroca Direta		Fortaleza	CE
Base de Destroca Direta		Serra	ES
Base de Destroca Direta		Uberlândia	MG
Base de Destroca Direta		Campo Grande	MS
Base de Destroca Direta		Belém	PA
Base de Destroca Direta		Recife	PE
Centro de Destroca	CDB CENTRO DE DESTROCA DE BOTIJOES LTDA.	Goiania	GO
Centro de Destroca	CDB CENTROSUL DESTROCA DE BOTIJOES LTDA.	Canoas	RS
Centro de Destroca	E. KOGA E CIA LTDA.	Araucária	PR
Centro de Destroca	JC RAUBER TRANSPORTES LTDA.	Brasília	DF
Centro de Destroca	NOSSA SENHORA DE FÁTIMA CENTRO DE DESTROCA LTDA.	Duque de Caxias	RJ
Centro de Destroca	NOSSA SENHORA DE FÁTIMA CENTRO DE DESTROCA LTDA.	Paulínia	SP
Centro de Destroca	NOSSA SENHORA DE FÁTIMA CENTRO DE DESTROCA LTDA.	São José dos Campos	SP
Centro de Destroca	SANTINI TRANSPORTES E CENTROS DE DESTROCA LTDA.	Santo André	SP
Centro de Destroca	TRANSAGUIAR CENTRO DE DESTROCA LTDA.	Contagem	MG

Figura 60 - Centros de destroca e bases de destroca direta

Fonte: ANP (2019)

Observa-se que os CDs e BDs não estão presentes em todos os Estados e há uma concentração regional dessas instalações na região Sudeste. Ambas circunstâncias indicam que é possível que existam custos logísticos não negligenciáveis decorrentes do sistema de destroca. A título de exemplo, para o Estado do Amazonas o local de destroca mais próximo fica no Estado do Pará, que dispõe de uma base de destroca. Nesse exemplo, passível de se repetir em outras situações, é possível que o distribuidor com operação em um Estado tenha de se dirigir a um Estado vizinho para entregar botijões de outras marcas e obter de volta os seus próprios, incorrendo em custos logísticos não negligenciáveis e barreiras à entrada que desfavorecem a concorrência.

O sistema de destroca, ao aumentar o percurso a ser percorrido pelo botijão, eleva também o tempo de retorno do botijão para a companhia distribuidora. Quanto maior o tempo de retorno do botijão, menor o giro desse ativo. Nesse contexto, aumenta-se a necessidade de capital de giro e de imobilização de capital em botijões para a comercialização de um determinado volume de GPL. Ambas circunstâncias elevam o capital empatado na atividade, constituindo também barreiras à entrada e sinalizando a potencial economia de escala em vista dos elevados custos fixos e logísticos a serem incorridos pelos agentes da cadeia. Tais características não favorecem a competição no setor.

Vale registrar que a Resolução ANP nº 49/2016 não traz restrições de propriedade dos CDs. Isso permite que o distribuidor tenha participação na propriedade de tais instalações, conferindo-lhes controle sobre operações que afetam custos de concorrentes e, por isso, há risco de afetarem condições isonômicas de competição. Essa participação, inclusive, já ocorre nas BDs e, portanto, implica os mesmos riscos comentados.

Outro potencial problema competitivo do sistema de destroca é que este tende a expor os menores distribuidores a práticas anticompetitivas. Esse tipo de distribuidor fica mais exposto a condutas oportunistas, como a retenção ou destino indevidos de seus botijões. A situação, inclusive, foi objeto de petição da ASMIRG (Associação Brasileira dos Revendedores de GLP) à SEAE, mencionando os efeitos do sistema de destroca para os menores distribuidores. O trecho a seguir da Nota Técnica nº 6048/2017/DF/COGCR/SEAE/MF (ANEXO) ilustra o exposto:

...enquanto os consumidores retornam seus botijões vazios de volta para a revendedora, as distribuidoras só podem retornar os recipientes vazios para as Centrais de Destroca (CD), que, por sua vez, só trocam os botijões se tiverem disponíveis outros da mesma marca daquele levado pelo revendedor; – essa prática prejudicaria, principalmente, as companhias de menor porte que possuem menos botijões, pois, além de possuírem menos recipientes em relação às empresas maiores, os centros de distribuição têm levado os botijões para outros estados, prejudicando dessa forma a troca dos botijões de algumas marcas pelas revendedoras, consistindo em uma prática de reserva de mercado pelas empresas maiores.

Por último, cabe comentar uma estimativa de custo unitário da destroca apresentada em uma das manifestações enviada para ANP no âmbito da TPC nº 07/2018. Enumeram-se indícios de que subestima o custo e não possui representatividade estatística. A estimativa chegou ao valor de R\$ 0,22 para o custo unitário de destroca do botijão de 13 kg. O cálculo considerou que 126 milhões de botijões foram trocados pelos distribuidores a um custo total de R\$ 89 milhões, em um montante de 396 milhões de botijões de GLP vendidos no ano de 2017 (AIGLP, 2018).

Abaixo, explicitam-se os componentes utilizados no cálculo do custo total do sistema de destroca que alcançou o valor de R\$ 89 milhões (ARAÚJO JR, 2018):

- i. 78 milhões de recipientes destrocados nos CDs;
- ii. valor de R\$ 0,40 para cada operação de destroca do item “i”;
- iii. 48 milhões de recipientes destrocados entre as BDs; e
- iv. custo médio do frete de R\$ 1,20 para as destrocadas do item “iii”.

A memória de cálculo do custo total da destroca não deixa claro se o valor de R\$ 0,40 do tópico “ii” inclui custo de frete. Ainda que possa incluir, o valor parece inconsistente. Isso porque, caso incluía custo de frete, o valor de R\$ 0,40 resultaria da soma de: a) valor do serviço do CD; e b) custo do frete da destroca no CD. Ocorre que apenas o custo de frete da destroca na BD é três vezes maior: R\$ 1,20.

Em vista do exposto, é provável que a estimativa de custo total de R\$ 89 milhões esteja subestimada por não incluir, ou mensurar adequadamente, o custo do frete nas destrocadas ocorridas por meio das CDs. Consequentemente, provavelmente também está subestimado o custo unitário de destroca de R\$ 0,22.

Ademais, o custo total de destroca tende a ser heterogêneo entre os distribuidores, uma vez que o modo de transporte utilizado e a localização dos CD/BD são fatores que influenciam na dimensão do resultado. Como pode ser observado, os CD e as BD não estão distribuídos de forma uniforme no território nacional, o que favorece a heterogeneidade comentada.

A heterogeneidade do custo de destroca compromete a representatividade estatística do custo médio estimado⁶¹. Portanto, a estimativa de custo unitário de destroca de R\$ 0,22 provavelmente não reflete a realidade de parte significativa dos distribuidores atuantes no mercado, que podem incorrer em despesas maiores do que as apontadas pela estimativa em comento. Note-se que as economias de escala comentadas corroboram a existência de tal heterogeneidade e em prejuízo das firmas de menor porte, que operam com custos logísticos mais elevados, inclusive, relacionados à destroca.

4.7.4.5. Investimentos em botijões, custos logísticos e marca

As informações explicitadas nas seções precedentes indicam que custos de imobilização de capital em botijões e custos logísticos amparam barreiras à entrada no mercado de distribuição de GLP envasado. Isso pode explicar os níveis de concentração comentados e eventuais limitações à concorrência.

Um ponto a ser avaliado é em que medida os referidos custos e barreira à entrada são ancorados pela regulação em vigor. Uma possibilidade discutida é o sistema de destroca, que, embora tenha o propósito de evitar custos de troca, aparentemente contribui para elevação dos custos de capital e logísticos, ampliando as barreiras à entrada decorrentes de ambos os custos e seus efeitos negativos sobre a concorrência.

Outro ponto de discussão é se os custos de capital e logísticos abordados estão relacionados com o fato de o botijão ter marca. Em relação aos custos logísticos, em um cenário sem obrigatoriedade da portabilidade do botijão e respectivo sistema de destroca, não necessariamente há diferenças de custo logístico entre a comercialização de um botijão com marca e sem marca, quando mantidas as mesmas condições de enchimento de tal recipiente. No caso em que não há destroca e a firma é quem faz o transporte do botijão vazio para uma estação de enchimento, bem como o transporte do botijão cheio dessa estação para o local de consumo, de modo geral, não se visualiza em que medida o botijão sem marca diminuiria o custo desse transporte uma vez que se faria o mesmo percurso do botijão com marca.

Já no caso em que o consumidor é quem faz os referidos transportes de botijão vazio e cheio, não necessariamente há diferença de custo logístico entre o comércio de botijão com marca ou sem marca se o consumidor escolhe a marca cuja estação própria para enchimento é a mais próxima de sua residência. Contudo, no modelo de comércio sem marca, o consumidor pode ter mais opções de enchimento, o que pode reduzir o custo logístico para alguns consumidores, de modo que, em média, há redução possível de custo logístico. Por esse motivo, inclusive, é que Matthews e Zeissig (2011) consideram o modelo de comercialização do botijão sem marca mais eficiente do que o de botijão com marca.

⁶¹ De acordo com Feijoo (2010, p. 17), uma das desvantagens na utilização da média aritmética é a influência dessa medida pelos valores extremos. Portanto, não deve ser utilizada quando a distribuição é muito assimétrica.

Já na questão do capital imobilizado em botijões, a marca tem efeito sobre esse custo. Isso porque, como se explicou, o distribuidor precisa aportar capital nesses equipamentos e fazer um gasto antecipadamente, ainda que posteriormente possa recuperar esse valor na venda do botijão cheio. Já na venda do botijão sem marca, em que o consumidor assume o transporte do botijão vazio ou cheio e há enchimento remoto, ou seja, o consumidor leva o botijão para ser enchido em uma determinada unidade própria para a atividade, a firma responsável pelo enchimento não precisa alocar recursos no ativo botijão. Sem essa necessidade, é reduzida uma barreira à entrada tanto para o mercado de distribuição, como para o de revenda, uma vez que ambos os agentes não necessariamente precisam alocar recursos na compra de botijão, mas apenas de GLP.

Em síntese, as barreiras à entrada do mercado de GLP decorrentes dos custos de capital e logístico não são ancoradas na marca em qualquer situação. Em relação aos custos logísticos, a comercialização de botijão com marca pode ter custos maiores para alguns consumidores apenas no caso em que é permitido enchimento remoto e o consumidor é quem assume o transporte de botijão cheio ou vazio. Trata-se de vantagem que não necessariamente será percebida por todos os consumidores, mas em média pode ocasionar uma redução do custo logístico da indústria. Já em relação ao custo de capital, a comercialização de botijão com marca requer aporte de recursos nesse equipamento, por isso há barreiras à entrada na atividade de distribuição que, conforme demonstrações contábeis apresentadas na seção 4.7.4.2, são significativas.

4.8. Rastreabilidade dos botijões

As novas tecnologias permitem expandir novas possibilidades para o rastreamento de botijões, trazendo potenciais ganhos de eficiência logística, controle e possivelmente redução de custos operacionais.

Esses novos instrumentos podem auxiliar as atividades de fiscalização da ANP e outros órgãos governamentais relativos ao cumprimento das obrigações de segurança dirigidas aos distribuidores e revendedores. O êxito em reduzir o custo de tais atividades pode concorrer com o papel da marca nos incentivos ao investimento em segurança pelos agentes do setor. Em que pese possível diminuição da influência na marca em tais incentivos, vale ponderar o fato de que a marca é solução de mercado para as externalidades de segurança do mercado de GLP. Assim, a opção de solução privada para tratar falhas de mercado é outro elemento para ser considerado nessa questão.

Vale mencionar que a ANP tratou do assunto no processo TCU TC 025.921/2016-9, registrando que acompanha as inovações tecnológicas passíveis de utilização no setor e com potencial de reduzir custos de fiscalização para o setor público, despesas operacionais das companhias e o preço ao consumidor. A seguir, transcreve-se trecho da manifestação da Agência no processo, informando que:

(...) tem se mantida atualizada sobre os avanços tecnológicos para rastreamento de vasilhames de GLP. Tanto que em 2012, recebeu representantes das empresas Trovan, com sede no Reino Unido, e da ELC, distribuidora da Trovan no Brasil. Os debates abordaram o potencial da tecnologia e os obstáculos para sua implementação. Entre 2014 e 2015, diversas reuniões foram realizadas entre a empresa Storeld e a ANP com o objetivo de encontrar uma solução aplicável para o assunto. Em 2016, houve uma reunião para troca de informações entre técnicos da ANP, do instituto Tecgraf - PUCRIO e da empresa ID-DUTTO. A Agência tem ciência que, atualmente, estão em andamento alguns testes na Ceitec S.A., empresa pública federal vinculada ao Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação, que visam identificar o alcance de leitura das etiquetas equipadas com tecnologia RFID (Radio Frequency Identification) acopladas em recipientes de GLP.

Por fim, o tema novas tecnologias para aprimoramento dos mecanismos de segurança no abastecimento do GLP foi objeto de discussão de algumas das oitavas realizadas junto aos agentes privados e públicos afetos ao tema, em atendimento aos comandos do art. 2º da Resolução CNPE nº 12/2019, do qual este documento faz parte. Por exemplo, apresentações de consultores e empresas de tecnologias observaram que chips que conferem dados para rastreabilidade de cilindros de GLP, com registro de suas características e outras informações, podem custar menos de R\$ 1,00 (um real). Não obstante os esforços de conhecer a matéria, sabe-se que é necessário mais investigação e trabalho para se avaliar a factibilidade da aplicação dessas tecnologias, as informações que podem dispor e os custos que podem implicar para a atividade de fiscalização e os próprios consumidores.

4.8.1. Novas tecnologias

Como mencionado, a marca tem o papel de facilitar a escolha do consumidor, e de incentivar as firmas a investir em segurança. O modelo regulatório vigente no Brasil favorece a rastreabilidade e a identificação por clientes e regulador da empresa responsável pelo botijão, criando incentivos positivos e negativos para os investimentos em termos de conservação e segurança do equipamento.

Novas tecnologias discriminadas a seguir podem prover instrumentos de rastreabilidade dos botijões, que podem ser utilizadas pelas firmas e pelo setor público para promover a eficiência de suas atividades, bem como melhorias no controle de procedimentos de segurança. São possibilidades que podem viabilizar novos modelos de negócios e eventuais aprimoramentos da regulação.

4.8.2. Internet das coisas

De acordo com WLPGA (2019), existem dois bilhões de cilindros de GLP em circulação no mundo, sendo um dos elementos com maior intensidade de capital no setor de distribuição e comercialização de GLP. O gerenciamento de cilindros não é apenas uma atividade crítica em termos de segurança, mas também uma atividade econômica passível de regulação e fiscalização.

WLPGA (2019) indica que desenvolvimentos tecnológicos com a internet das coisas apresentam verdadeiras oportunidades para que as empresas mundiais de GLP trabalhem de forma mais

segura, inteligente e mais eficiente. Além disso, o relatório apresenta algumas novas tecnologias que podem fornecer soluções para vários desafios da indústria de GLP, especialmente a rastreabilidade.

WLPGA (2019) também aponta que os dados podem ser armazenados em servidores disponíveis na internet sem o gerenciamento ativo direto do usuário (“computação em nuvem”), que podem ser constantemente atualizados para incluir a data de enchimento, a data de emissão no mercado, controles de manutenção, datas de requalificação, entre outras informações. Além disso, esse mecanismo permite a rastreabilidade do recipiente. Dessa forma, a internet das coisas pode ser aplicada para controlar a segurança por monitoramento dos níveis de enchimento em cilindros, verificar se as conexões estão seguras, verificar se há vazamentos e a temperatura do produto.

Algumas das atividades atuais que no curto e médio prazo podem ser monitoradas por meio da internet das coisas incluem: sistema de localização de ativos para cilindros de GLP com interoperabilidade; GPS para rastreamento e localização de ativos via rádio frequência, código de barras ou reconhecimento óptico de caracteres (OCR) para identificação de ativos; tecnologia de sensor para detecção e emissão de relatórios sobre o status dos ativos; e dispositivos de monitoramento de ativos, respondendo à questão de saber qual a quantidade de GLP que resta no botijão e quando programar uma substituição. Assim, o eventual uso da internet das coisas na indústria de GLP pode permitir:

- i. a ligação entre os usuários finais e os distribuidores de GLP, associando a procura à oferta, fornecendo mais dados para gerar eficiência operacional em toda a cadeia de suprimentos, ou seja, prever a demanda usando o histórico de consumo;
- ii. a realização de intervenções de marketing para aumentar o consumo;
- iii. o aprimoramento da análise de elasticidade de preços;
- iv. o controle dos ativos para as empresas de GLP;
- v. o rastreamento de ativos, otimização da cadeia de suprimentos (do preenchimento à entrega), estreitando o elo com o consumidor final, e executando um monitoramento inteligente; e
- vi. o modelo de distribuição “*smart gas*”, que acompanha os botijões e o seu conteúdo durante todo o percurso desde a instalação de enchimento até ao consumidor por meio do canal de distribuição e assegurando a integridade do GLP nos botijões.

4.8.3. Tecnologia de identificação por radiofrequência (RFID)

A tecnologia de identificação por radiofrequência (RFID) para gerenciamento de ativos de GLP e rastreamento de cilindros, apontada em WLPGA (2019), permite o controle de ativos e uma melhor gestão da cadeia de abastecimento, reduzindo o estoque de cilindros e a quantidade de capital investido em ativos ineficientes, bem como tende a maximizar as taxas de circulação de cilindros.

Em Portugal, um distribuidor de GLP introduziu a tecnologia RFID em seus cilindros em 2013 (WLPGA, 2019). O sistema de rastreamento monitora os cilindros da cadeia de suprimentos até o usuário final. As etiquetas RFID registram informações sobre os cilindros tais como data de

compra, tara, data de inspeção, registros de manutenção e histórico. Assim, é possível identificar se o cilindro está no prazo de requalificação, por exemplo.

4.8.4. Medidor inteligente de cilindro

WLPGA (2019) também mostra uma empresa que desenvolveu um sistema de medição inteligente de cilindros de GLP, que opera um projeto piloto desde outubro de 2015. O contador inteligente de cilindro funciona do seguinte modo: um agente da empresa entrega um vasilhame cheio diretamente ao cliente; o consumidor paga por meio de celular por um montante de GLP que deseja; e o contador inteligente monitora o consumo e rastreia os níveis de GLP do vasilhame.

O Cylinder Smart Meter (CSM) tem duas finalidades. Para o consumidor final, trata-se de uma nova forma de comprar GLP. Para os distribuidores do produto, o CSM permite ver onde estão os seus cilindros e quanto há de GLP em cada vasilhame em tempo real.

Os distribuidores podem otimizar e administrar melhor as trocas de cilindros, para serem mais eficientes e servirem a mesma base de clientes com menos cilindros. Dado que o cilindro está em sua residência, o consumidor não tem a responsabilidade de recarregá-lo. Isto atenua o risco de enchimento ilegal, porque o fornecedor de GLP tem essa responsabilidade e substitui o vasilhame quase vazio por um completo antes de acabar.

Com os dados coletados, à medida que o consumidor compra pequenas quantidades de GLP, o fornecedor pode prever quando o produto está sendo usado, a taxa de utilização e usar essas informações para planejar a logística de modo eficiente.

As possibilidades de utilização da internet das coisas, em geral, e os casos específicos da identificação por rádio frequência e contador inteligente de cilindro mostram que a rastreabilidade dos recipientes transportáveis de GLP provida por esses meios é uma alternativa que pode proporcionar a otimização da estrutura de custos do mercado, bem como aumentar a disponibilidade de informações e a eficiência da atividade regulatória.

Essas tecnologias, caso sejam adotadas no mercado brasileiro de distribuição de GLP, ao permitirem identificar dados como datas e responsáveis pelo enchimento, podem conferir novos instrumentos de rastreamento e segurança, além da marca comercial estampada em alto relevo nos recipientes e da associada exclusividade de envasilhar do distribuidor detentor da marca.

4.9. Experiências internacionais na distribuição e comercialização de GLP

Buscando contribuir para as discussões sobre o modelo do setor de GLP no Brasil, esta seção apresenta experiências internacionais relevantes na distribuição e comercialização deste combustível. Os países analisados são Estados Unidos, Canadá, México, Argentina, Colômbia, Paraguai e África do Sul, além da Europa.

4.9.1. Estados Unidos e Canadá

Nos Estados Unidos, o consumo de GLP como combustível (setores residencial, comercial, agropecuário, industrial e transporte) geralmente acontece em áreas rurais ou afastadas de centros urbanos onde o fornecimento de gás natural é limitado ou não está disponível. Esse uso ocorre de forma sazonal, com o maior consumo nos meses de inverno para aquecimento de ambientes (EIA, 2018).

O GLP é majoritariamente comercializado nos Estados Unidos em três formas: propano HD-5 (mínimo de 90% de propano e máximo de 5% de propeno), propano HD-10 (mínimo de 90% de propano e máximo de 10% de propeno) e butano. O propano HD-5 é o tipo de GLP mais vendido e distribuído no mercado norte-americano, sendo utilizado amplamente nos setores residencial, comercial, industrial, agropecuário e de transporte. O propano HD-10 é consumido principalmente no estado da Califórnia, nos setores residencial e agropecuário, e possui restrições ao uso em veículos com motores a combustão interna. Por sua vez, o butano é predominantemente misturado à gasolina, principalmente nos meses mais frios do ano, além de ser largamente consumido como matéria-prima na indústria petroquímica e como carga do processo de isomerização para produção de isobutano nas refinarias (EIA, 2018).

O Canadá também permite a utilização do GLP em diversas aplicações, como nos setores residencial (aquecimento de água e de ambientes, em lareiras, em piscinas aquecidas, e cocção), agropecuário, industrial, de transportes (ônibus urbano e escolar, táxis, veículos de serviço de entrega, viaturas da polícia, e vans e caminhões de qualquer tamanho), entre outros usos (CBC, 2018). No país, o GLP é comercializado em duas formas: *grade 1* e *grade 2*. O *grade 1* possui especificação similar ao propano HD-5 vendido nos Estados Unidos, uma vez que apresenta uma composição mínima de 90% de propano e composição máxima de 5% de propeno e de 2,5% de butanos e componentes mais pesados. O GLP na forma de *grade 1* é adequado para todas as aplicações, incluindo uso em motores a combustão interna. Por outro lado, o *grade 2* possui uma especificação menos rigorosa, sendo composto basicamente de mistura de propano e propeno, com composição máxima de 2,5% de butanos e mais pesados (CGSB, 2013). O alto teor de olefinas presente no *grade 2* restringe o seu uso em veículos a combustão interna, em função da possibilidade de polimerização e de formação de goma.

A comercialização de GLP nos Estados Unidos e no Canadá é realizada em cilindros, a granel, ou de forma direta, como o uso em veículos. A Figura 61 apresenta exemplos de cilindros e de tanque de propano utilizados nesses países.



Figura 61 - Exemplos de cilindros e tanque de propano nos Estados Unidos

Fonte: TRI GAS & OIL CO. (2019)

Em relação ao mercado a granel nos Estados Unidos e no Canadá, o propano é geralmente armazenado de forma líquida em tanques a altas pressões. Esses tanques estão disponíveis em diversos tamanhos e são projetados para uso estacionário. O consumidor pode escolher entre comprar ou alugar um tanque de propano. No caso do aluguel, o consumidor fica restrito a adquirir somente o propano da empresa proprietária do tanque (CANADÁ, 2014; PROPANE 101, 2019). Além disso, nos Estados Unidos, muitas empresas exigem um consumo mínimo anual de propano. Caso seja proprietário do tanque, o consumidor norte-americano pode escolher o fornecedor do combustível, embora se torne responsável por todos os custos relacionados a manutenção e ao reparo do tanque (PROPANE 101, 2019).

O mercado a granel é responsável por grande parte do consumo de propano para fins energéticos (setores residencial, comercial, industrial, agropecuário e de transporte) nos Estados Unidos. Em 2017, essa forma de comercialização respondeu por cerca de 90% deste mercado, conforme exibido na Figura 62.

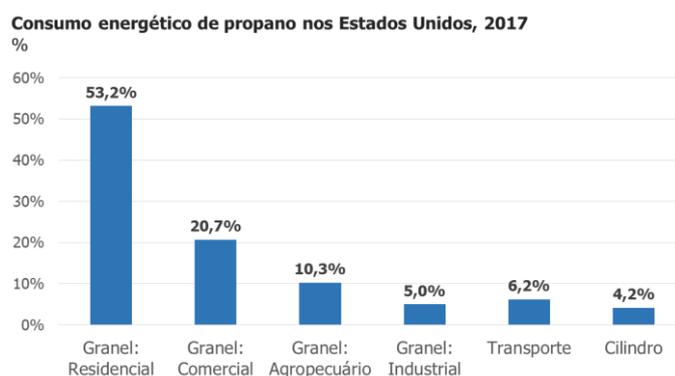


Figura 62 - Consumo energético de propano nos Estados Unidos em 2017

Fonte: PERC (2019)

O mercado de cilindros é pouco representativo no país, sendo responsável por apenas 4,2% do consumo energético de propano em 2017. Isso se justifica, em grande parte, pois, os Estados Unidos proíbem o uso de cilindros de propano em ambientes internos, conforme norma NFPA 58 da National Fire Protection Association. Logo, a sua utilização fica limitada a ambientes externos, como o uso em churrasqueiras e aquecedores portáteis (*patio heater*). O cilindro de propano mais comercializado no país é o de 20 libras, equivalente a 9 kg (PROPANE 101, 2019).

Os consumidores dos Estados Unidos e Canadá podem comprar cilindros vazios em diversos estabelecimentos, se tornando responsáveis pela sua manutenção e inspeção periódica. Nesse caso, a aquisição do propano pode ser realizada por enchimento fracionado ou por enchimento completo do cilindro, ou pela troca de um recipiente vazio por um cheio, sendo as duas últimas as práticas mais comuns (CANADA, 2014, 2019; PROPANE 101, 2019). No caso dos Estados Unidos, a requalificação de cilindros deve ser realizada 12 anos após a fabricação do recipiente, e de 5 em 5 anos após este período. Além disso, os revendedores devem se recusar a realizar o serviço de enchimento caso o cilindro seja reprovado na inspeção visual (PROPANE 101, 2019).

É importante ressaltar que Estados Unidos e Canadá são um dos poucos países no mundo em que o consumidor pode assegurar a propriedade do cilindro de GLP. De acordo com WLPGA (2013), o sucesso desse modelo nesses países só foi possível em função da infraestrutura disponível, da qualidade das regulamentações, da capacidade de fiscalização e da aplicação da lei. Além disso, WLPGA (2013) também afirma que para que esse modelo continue a funcionar bem, é necessário que haja uma confiança elevada entre consumidores, governo e demais agentes de mercado na aplicação rigorosa dos regulamentos que controlam a segurança dos recipientes.

4.9.2. México

No México, o GLP é comercializado como uma mistura de propano e butanos, com composição mínima de 60% de propano e composição máxima de 40% de butanos, 2,5% de etano e 2% de pentano e componentes mais pesados (PEMEX, 2018).

A comercialização de GLP no país é realizada em cilindros, a granel, ou em postos de combustível para uso em veículos (SENER, 2017). Embora seja permitida, a venda de cilindros de GLP em supermercados e lojas de conveniência é pouco relevante no país, principalmente em função das dificuldades de se obter autorização municipal para a prática. Dessa forma, a maior parte da comercialização de cilindros de GLP é realizada pelos próprios distribuidores (OCDE, 2019).

Dois modelos de distribuição de GLP coexistem atualmente no México: os cilindros de marca dos distribuidores e os cilindros genéricos sem marca. Nos cilindros de marca, o enchimento só pode ser realizado pelo distribuidor que os marcou, enquanto os cilindros genéricos sem marca podem ser enchidos por qualquer distribuidor de GLP. Além disso, uma prática comum entre os distribuidores mexicanos é a troca de um cilindro de marca vazio por um cilindro de marca cheio. Contudo, não existe no país uma regulamentação que determine a troca de cilindros vazios entre os distribuidores de GLP. Com isso, práticas ilegais de alterar a marca do cilindro são frequentes no país, desestimulando a manutenção e a renovação dos recipientes por parte das empresas distribuidoras (OCDE, 2019). Entre janeiro e maio de 2019, a *Procuraduría Federal del Consumidor* (Profeco) apreendeu 26% dos cilindros de GLP inspecionados por falta de condições mínimas de segurança (PROFECO, 2019). Nesse contexto, o Governo Federal do México tem estudado aplicar normas de obrigatoriedade de renovação dos cilindros pelos distribuidores e de modelo exclusivo de cilindros de marca (OCDE, 2019; PROFECO, 2019).

A atividade de enchimento fracionado de cilindros é comum no país, sendo realizada principalmente em postos de abastecimento específicos de GLP, como exibido na Figura 63.



Figura 63 - Posto para enchimento parcial ou total de cilindros de GLP no México

Fonte: POSTA (2018)

Em 2017, o México estabeleceu a norma NOM-EM-004-ASEA-2017 com especificações e requisitos mínimos de segurança e de operação para a atividade de enchimento fracionado de cilindros em postos de abastecimento de GLP, uma vez que, até então, essa prática não era regulamentada no país. Entretanto, até o final de 2018, nenhum posto havia conseguido cumprir com as especificações estabelecidas (MÉXICO, 2017; OCDE, 2019).

Ressalta-se ainda que a prática de enchimento fracionado a partir de bases móveis, como caminhões-tanque, é proibida no país por meio da NOM-007-SESH-2010 (MÉXICO, 2010). No entanto, há indícios de que essa prática é realizada no México de forma ilegal (CONAMER, 2017).

4.9.3. Europa

Na Europa, o GLP é comercializado em três formas: propano, butano e autogas. O propano é utilizado principalmente nos setores comercial e industrial, enquanto o butano é mais consumido no setor residencial. Por sua vez, o autogas é uma mistura de propano e butano utilizada como combustível para veículos.

No mercado europeu, os cilindros respondem por cerca de 40% da comercialização de GLP e estão disponíveis para venda em diversos estabelecimentos, incluindo postos de combustível, supermercados e lojas de material de construção. Na França, por exemplo, os supermercados respondem por metade da comercialização de GLP e possuem marcas próprias (BEE, 2011).

O modelo europeu de distribuição de cilindros de GLP é baseado no regime de depósito reembolsável. O consumidor paga um depósito reembolsável para obter acesso a um cilindro de GLP que permanece como propriedade da empresa. As empresas de marca de GLP enchem os recipientes em locais centrais, os distribuem cheios por meio de uma rede de pequenos distribuidores, revendedores e pontos de venda, e os cilindros vazios retornam aos centros de enchimento. Logo, neste modelo, as empresas distribuidoras são responsáveis por toda a segurança e manutenção do recipiente ao longo da cadeia de distribuição e também pelo processo de requalificação. Além disso, o enchimento dos cilindros é restrito a essas empresas, ou seja, um determinado distribuidor não pode realizar o enchimento de um cilindro de outra marca. Além disso, não é permitida a portabilidade, ou seja, a troca de um cilindro vazio de uma marca por um cilindro cheio de outra marca (BEE, 2011; WLPGA, 2013).

No mercado europeu a granel, a empresa distribuidora é a proprietária do tanque, sendo responsável pela sua instalação, manutenção e certificação. Em contrapartida, o consumidor mantém um contrato de exclusividade de suprimento de GLP com o distribuidor (BEE, 2011).

4.9.4. Argentina

Na Argentina, o GLP é comercializado de duas formas: propano comercial e butano comercial. O propano comercial possui uma composição mínima de 96% de propano, sendo utilizado principalmente em cilindros de 30 kg e 45 kg. O butano comercial é uma mistura de butanos, butenos e outros componentes, com especificação de composição máxima de 50% de propano, sendo comercializado em garrafas de 10 kg, 12 kg e 15 kg (CADIGAS, 2011; YPF, 2018).

O mercado argentino de distribuição de GLP é similar ao mercado europeu, sendo baseado em um modelo em que a empresa distribuidora detém as responsabilidades relacionadas à qualidade do produto e à manutenção e segurança dos recipientes ao longo da cadeia de distribuição. Contudo, diferentemente da Europa, permite-se na Argentina que os distribuidores recebam cilindros de outras marcas e realizem as permutas em centros de destroca (ARGENTINA, 2005). Esta prática permite que os recipientes sejam recuperados rapidamente, reduzindo assim os custos de transporte dos cilindros a serem reparados e reabastecidos. Também propicia aos consumidores trocarem em diversos pontos, sem se prender a um fornecedor específico.

4.9.5. Colômbia

Na Colômbia, a composição do GLP comercializado varia consideravelmente em função da produção nas refinarias e nas unidades de processamento de gás natural do país. Em 2015, o teor médio de frações C3 (propano e propeno) no GLP variou de 13% a 97%, enquanto o teor médio de frações C4 (butano e butenos) variou de 3% a 85%. Como o país não possui uma especificação que limita o teor de olefinas no GLP, o uso deste combustível para algumas aplicações é prejudicado, em função de problemas de estabilidade e polimerização que afetam a eficiência de combustão (UPME, 2017).

Em relação à comercialização, o GLP é vendido na Colômbia em cilindros de diversos tamanhos: 10, 11, 20, 24, 30, 40, 80 e 100 libras. Apesar dessa diversidade, os cilindros de 30 e 40 libras respondem por mais de 90% do mercado. Além disso, as vendas de GLP a granel em tanques estacionários têm crescido de forma significativa no país nos últimos anos, notadamente nos setores comercial e industrial (UPME, 2017).

Nos últimos anos, a Colômbia revisou a sua política de distribuição, comercialização e consumo de GLP. Em 2008, o país aprovou a transição de um modelo de cilindros sem marca para um modelo de cilindros com marca, com as empresas distribuidoras assumindo as responsabilidades de manutenção e de segurança ao longo da cadeia. Além disso, a revisão da política permitiu a comercialização de GLP em pontos de venda localizados em postos de combustível, supermercados e lojas de material de construção. Em 2015, o governo colombiano autorizou também o uso de GLP como combustível em veículos a combustão interna (URIBE, 2015; UPME, 2017).

De acordo com UPME (2017), esse novo marco regulatório promoveu o aumento dos investimentos privados em toda a cadeia de GLP na Colômbia e de um maior comprometimento das empresas do setor com o consumidor final.

4.9.6. Paraguai

O enchimento parcial ou total de GLP em cilindros e veículos automotores é permitido em postos de combustível habilitados pelo Governo do Paraguai (PARAGUAI, 2005).

A Lei nº 2.639/2005 estabelece que os postos não devem realizar o serviço de enchimento nos recipientes que estejam em mal estado de conservação ou com habilitação vencida. Nesse caso, a regulamentação define que os cilindros devem ser substituídos por outros habilitados, retirados de circulação e enviados às empresas verificadoras para reparo, requalificação ou descarte (PARAGUAI, 2005).

Nessa questão, ressalta-se que a Resolução nº 1.478/2013 do Ministério da Indústria e Comércio estabelece que todos os cilindros de GLP devem constar no Registro Nacional de Garrafas e devem ser habilitados para o primeiro uso e reabilitados a cada cinco anos. Ademais, a inspeção dos cilindros é realizada pelo *Organismo Nacional de Inspección* (INTN, 2019).

Em abril de 2017, a estatal paraguaia Petropar iniciou o programa *Ñande Gas Móvil*, buscando ampliar a penetração do GLP no país. A iniciativa consiste no enchimento parcial ou total de cilindros de 10 kg e 13 kg diretamente em caminhões-tanque, conforme ilustrado na Figura 64 (PETROPAR, 2017).



Figura 64 - Programa *Ñande Gas Móvil*: enchimento fracionado de cilindros de GLP no Paraguai

Fonte: AGENCIA IP (2017) e PETROPAR (2017)

Em consulta realizada ao Ministério das Relações Exteriores em setembro de 2019, o Governo Paraguaio informou que o enchimento fracionado por caminhões é permitido naquele País, mas nenhuma empresa buscou renovar sua licença junto aos órgãos competentes. Algumas foram desmobilizadas e outras operam de forma irregular, conforme correspondência eletrônica do Ministério de Relações Exteriores (**ANEXO**).

4.9.7. África do Sul

Na África do Sul, estima-se que o mercado de cilindros responda por 30% a 45% do consumo doméstico de GLP. O país adotou um modelo híbrido nesse mercado, de tal forma que coexistem recipientes de marca das empresas distribuidoras e recipientes genéricos sem marca (COMPCON, 2017).

A primeira modalidade é similar à europeia, baseada no regime de depósito reembolsável, em que os consumidores pagam um depósito para obter acesso a um cilindro cheio de GLP. Após o consumo, o consumidor pode devolver o recipiente vazio para ter seu depósito reembolsado. Alternativamente, o consumidor pode adquirir um cilindro cheio de GLP mediante troca pelo recipiente vazio. Nessa modalidade, as empresas distribuidoras são responsáveis por toda a segurança e manutenção do recipiente ao longo da cadeia de distribuição. No país, a comercialização de cilindros de marca é realizada em diversos pontos de venda, como postos de combustível, sendo o de 9 kg o recipiente mais comum (COMPCON, 2017).

Na segunda modalidade, os consumidores realizam a compra dos cilindros sem marca, se tornando responsáveis pela sua manutenção. Nesse caso, o abastecimento do recipiente pode ser realizado em estações de enchimento localizadas, por exemplo, em lojas de material de construção e postos de gasolina. No entanto, do total de 4,8 milhões de cilindros em circulação na África do Sul em 2015, apenas 3% (150 mil recipientes) eram de recipientes sem marca. Em geral, esses cilindros são de menor porte, de 3 kg e 5 kg (COMPCON, 2017).

Destaca-se ainda que a troca de cilindros vazios entre as empresas distribuidoras é uma prática comum no país, embora não seja regulada. Além disso, alguns distribuidores de GLP possuem acordos entre si que permitem o enchimento de cilindros de uma marca pela outra empresa. Porém, de acordo com COMPCON (2017), o enchimento ilegal, sem o consentimento do distribuidor proprietário de marca do cilindro, também é comum no país.

4.9.8. Consolidação das experiências internacionais

A análise das experiências internacionais indica que o modelo de distribuição de cilindros de marca em que as empresas distribuidoras de GLP são as responsáveis pela sua segurança e manutenção é amplamente adotado no mundo, sendo o modelo padrão usado na maioria dos mercados europeu, asiático, africano e latino-americano. Por sua vez, o modelo de distribuição de cilindros de GLP sem marca é adotado em uma menor quantidade de países. Ademais, observa-se que a prática de enchimento fracionado de cilindros de GLP é restrita a poucos países no mundo. A Tabela 16 apresenta uma consolidação das experiências internacionais na distribuição e comercialização de GLP para os países analisados.

Tabela 16 - Consolidação das experiências internacionais na distribuição e comercialização de GLP

País / Região	Modelo de Distribuição de Cilindros		Enchimento Fracionado
	Cilindros com marca dos distribuidores	Cilindros sem marca dos distribuidores	
Estados Unidos	✓	✓	✓
Canadá	✓	✓	✓
México	✓	✓	✓
Europa	✓		
Argentina	✓		
Colômbia	✓		
Paraguai	✓	✓	✓
África do Sul	✓	✓	

Fonte: Elaboração própria

Além dos países analisados anteriormente, o modelo de distribuição de cilindros de GLP com marca das empresas distribuidoras também vigora em Chile, Fiji, Indonésia, Marrocos, Paquistão, Quênia, Senegal, Sri Lanka, Tailândia, Tunísia e Turquia, por exemplo. Por outro lado, Albânia, Gana, Haiti, Nigéria e República Dominicana são exemplos de países que também adotam o modelo de cilindros sem marca dos distribuidores (COMPCON, 2017; MATTHEWS E ZEISSIG, 2011; WLPGA, 2013).

Cumpra-se destacar que, apesar da elevada representatividade na demanda mundial e perfil de consumo de GLP similar ao brasileiro, os mercados de China e Índia não foram descritos nesta seção. Recomenda-se a avaliação destes países em estudos futuros sobre o tema. Ademais, indica-se a realização de futuras análises sobre novos mercados e formação de preço do GLP.

4.9.9. Considerações adicionais sobre o uso da marca em outros países

Na análise do uso da marca no mercado de distribuição de GLP, o *trade-off* entre segurança e eficiência encontra-se presente como um dos principais pontos a serem observados e considerados.

Matthews e Zeissig (2011), em uma análise sobre os modelos de propriedade de botijões de GLP utilizados em 20 países, apontam ganhos de eficiência no modelo de propriedade do consumidor com distribuição do GLP a granel, mas apontam ressalvas quanto à segurança.

O mesmo *trade-off* entre segurança e eficiência é apontado pela *Competition Commission of South Africa* (CCSA, 2017). A Comissão considerou que segurança e concorrência são importantes para a sustentabilidade e o investimento de longo prazo no setor de GLP, uma vez que, para promover um ambiente no qual a concorrência prospere, é importante que o consumidor tenha opções de locais de enchimento credenciados. Assim, a acreditação dos locais e o treinamento dos trabalhadores foi apontado por CCSA (2017) como crucial para garantia da segurança.

Por sua vez, OCDE (2019) destaca que não tem preferência pelo modelo com marca ou sem marca, por entender que é uma questão de segurança e não de concorrência. Diferentemente de OCDE (2019), este relatório não descarta a hipótese de que a marca juntamente com outras condições de comercialização do GLP estabelecidas pela regulação, como a sistemática de destroca e as regras para enchimento em bases fixas e móveis nas vendas à granel, possam afetar a competição. A seção sobre custos do sistema em vigor no Brasil discute a possibilidade.

Com relação ao uso da marca em outros países, foram identificados mercados que utilizam botijões de marca, com a firma sendo proprietária; e mercados que utilizam botijões sem marca, com o consumidor sendo proprietário do equipamento. Conforme detalhado na sequência:

i) botijões de marca: a regra é o botijão ser de propriedade da firma. A propriedade, a distribuição e o enchimento dos botijões é centralizado no nível da empresa, com botijões vazios retornando às plantas de enchimento através da rede de distribuição e revenda. Esse modelo de botijão de propriedade da empresa é o modelo padrão usado na maioria dos mercados europeu, asiático e africano (CCSA, 2017). Também foi o modelo mais encontrado nos 20 países estudados por Matthews e Zeissig (2011);

ii) botijões sem marca:

a. Modelo 1: a regra é o botijão ser de propriedade do consumidor e geralmente não há troca. O próprio consumidor leva o botijão para encher. Assim, a alocação de riscos e responsabilidades sobre transporte, manutenção e descarte é do consumidor. O consumidor faz o investimento no botijão e tem a vantagem de poder encher botijões em qualquer agente; e

b. Modelo 2: a regra é o botijão ser propriedade do consumidor e geralmente ele troca o botijão vazio por um cheio. Logo, a alocação de riscos e responsabilidades sobre transporte, manutenção e descarte é na firma. É classificado como botijão branco ou botijão sem marca, a principal característica é a existência no mercado de um conjunto geral de botijões que pode ser preenchido por qualquer fábrica de envase licenciada e vendida ou trocada com qualquer consumidor.

As seções seguintes apresentam mais detalhes de cada modelo. Uma constatação é que não foram identificadas nas experiências internacionais analisadas o uso das novas tecnologias descritas ao longo da seção 4.8.

4.9.9.1. Botijões de marca

Em linhas gerais, nesse tipo de arranjo, a propriedade do vasilhame é da empresa. A África do Sul, Tailândia, Brasil, Marrocos, México e Turquia adotam modelo de propriedade da empresa similares. O consumidor paga um depósito reembolsável⁶² para obter acesso a um botijão de GLP que permanece como propriedade da empresa. As empresas de marca de GLP enchem os botijões em locais centrais e os distribuem cheios por meio de uma rede de pequenos distribuidores, revendedores e pontos de venda. Os botijões vazios retornam aos centros de enchimento e a empresa proprietária dos botijões é responsável por seus testes, reparo e revalidação.

Para CCSA (2017), este modelo possui vários benefícios: (i) permite a troca do botijão vazio; (ii) o enchimento centralizado reduz custos devido à eficiência de escala; (iii) reduz riscos de segurança, uma vez que o enchimento ocorre em menos locais de reabastecimento, podendo os riscos serem gerenciados; e (iv) à medida que a marca de cada empresa é impressa em seus botijões, a adesão aos regulamentos e normas de segurança é mais provável, dada a ameaça à reputação da empresa, caso ela libere botijões inseguros no mercado.

Contudo, o modelo apresenta como falha de mercado a barreira à entrada para novos agentes, o que ocorre devido: aos custos para aquisição de botijões padronizados com a marca; ao número elevado de botijões, em média 1,8 a 2 para cada consumidor; à logística de transporte para locomover os botijões cheios e vazios; dentre outros fatores que elevam o custo de entrada no negócio. Tal falha tem como consequência um número reduzido de empresas no setor, potencialmente diminuindo a concorrência e reduzindo o excedente do consumidor com preços maiores do que o ambiente competitivo.

Em alguns países, como por exemplo o México, Portugal e África do Sul, é comum ocorrer a troca de botijões entre os distribuidores⁶³. Esta prática permite que os botijões sejam recuperados rapidamente, reduzindo assim os custos de transporte dos botijões a serem reparados e reabastecidos. Também propicia aos consumidores trocarem em diversos pontos, sem se prender a um fornecedor específico.

Contudo, no México, foi detectada a falta de regulamentação para a troca de botijões entre os distribuidores, o que prejudica a concorrência e pode favorecer o aprisionamento do consumidor a uma determinada empresa. Visto que sem regulamentação, cabe aos distribuidores decidirem se aceitam os botijões dos concorrentes, o que pode acarretar alguma dificuldade para o consumidor trocar o botijão vazio.

⁶² O objetivo do depósito é incentivar o consumidor a não perder o botijão, e a empresa a recuperar o custo investimento contínuo em botijões e recuperar a custo de botijões inativos (MATTHEWS e ZEISSIG, 2011).

⁶³ Quando um fornecedor ou distribuidor recebe cilindros pertencentes a outro fornecedor, ele os devolve a esse fornecedor e recebe em troca qualquer um dos seus próprios cilindros que este último possa ter em posse (CCSA, 2017, p. 138).

Na África do Sul, o modelo tem sido regido por acordos bilaterais entre as empresas, com restrições à participação de novos agentes, o que representa uma barreira à entrada no mercado de botijões. Desta forma, a prática de troca de botijões não deveria ficar ao juízo das partes, constituindo-se em uma limitação regulatória, que pode ser alterada. Nesse aspecto, umas das possibilidades seria prever a vedação à negação injustificada para viabilizar a troca de botijões para empresas que cumprem os regulamentos. Tornando a troca de botijões de marca entre as empresas um mercado mais aberto e com menos restrição à participação dos agentes.

Como sabido, os botijões são um caminho fundamental para o mercado e a persistência das práticas presentes no México e na África do Sul tem implicações para a disposição da indústria em investir em botijões e, portanto, para o crescimento do uso doméstico de GLP.

Em contrapartida, o caso de Portugal pode ser considerado uma boa prática de regulação do mercado. O Decreto-Lei nº 5/2018 torna obrigatório que os atacadistas e varejistas recebam qualquer botijão usado na operação de troca por botijão equivalente, independentemente da respetiva marca, sem qualquer pagamento ou prestação de caução por parte do consumidor ou do varejista. As empresas podem estabelecer entre si as regras e formas para que se dê a troca de botijões. Ademais, os atacadistas ficam impedidos de reter, em armazém, ou por qualquer outra forma, botijão de GLP de propriedade ou marca de proprietários com os quais não tenham estabelecido contratos de comercialização ou distribuição, devendo informar aos proprietários que estão de posse dos botijões e implementar medidas que permitam a troca de botijões entre marcas.

Outra prática presente nos mercados com botijões de marca é o enchimento cruzado, quando um atacadista enche os botijões de GLP de outro atacadista. Isto ocorre de forma legal, quando há um acordo entre as empresas; ou ilegal quando uma empresa enche e distribui os botijões de outra na ausência de um acordo (ou algum tipo de consentimento). A segurança foi apontada como uma das principais preocupações relacionadas ao enchimento ilegal de botijões. A prática, na medida em que seja feita com base em regulamentos e acordos entre as partes, é recomendável, mas assim como no caso da troca de botijões, deve se evitar a imposição de restrições de dificultem a participação das empresas interessadas.

Com relação à taxa de utilização do botijão paga pelos consumidores, CCSA (2017) encontrou, na África do Sul, evidências indicando que a taxa uniforme de depósito aplicada até 2015 não era equivalente à taxa máxima de depósito de 45% prescrita pelo Departamento de Energia. Informações indicavam possível conluio entre os quatro principais atacadistas para aumentos coordenados em suas taxas de depósitos para vários tamanhos de botijões de GLP. O que incorre na perda de bem-estar do consumidor final. Em razão disso, foi recomendada a revisão anual do valor da taxa pela agência de regulação⁶⁴ e a diferenciação delas por tamanho de botijão, além da continuidade das investigações sobre os conluios detectados.

⁶⁴ *National Energy Regulator of South Africa (NERSA)*

4.9.9.2. Botijões sem marca: Modelo 1

Para o Matthews e Zeissig (2011), este modelo é o sistema mais eficiente para fornecer GLP para os consumidores finais, pois traz o produto a granel o mais próximo possível dos consumidores e minimiza o transporte e manuseio de botijões cheios e vazios. Esse modelo é empregado no Texas nos Estados Unidos, em Ontário no Canadá e Gana.

Nos três países, o modo de distribuição residencial predominante é por sistema de mini-planta de envase. O consumidor possui um botijão próprio, o retém por toda a sua vida útil e é responsável por qualquer manutenção ou substituição. O consumidor leva o botijão para enchimento numa mini-planta. O operador da mini-planta, treinado e certificado adequadamente, tem papel central na segurança deste modelo, devendo inspecionar e ter poder de rejeitar rigorosamente, conforme necessário, quaisquer botijões em situações inadequadas. O consumidor deve ter o enchimento recusado se não adquirir um botijão em condições adequadas (Matthews e Zeissig, 2011). Uma questão crítica que se levanta é se a qualidade do operador da planta de envase é suficiente para que ele tenha o conhecimento necessário para fazer o julgamento sobre a adequação das condições dos botijões.

Na África do Sul, grandes cadeias de varejo (Megamaster, Totai, CADAC e Alva) têm importado botijões de GLP e fornecendo-os diretamente aos consumidores. Esses botijões geralmente vêm em tamanhos de 3 kg ou 5 kg e os consumidores reabastecem seus botijões em qualquer local de enchimento (por exemplo, lojas de ferragens e postos de gasolina).

Conforme indicado na seção 4.9.9.1, em Portugal, o Decreto-Lei nº 5/2018 permite que o consumidor tenha seu próprio botijão, sendo possível realizar a troca por outro em iguais condições, independentemente de marca. Estabelece, também, que a comercialização a retalho de GLP engarrafado é obrigatória em todos os postos de abastecimento de combustível exceto nos casos previstos no próprio normativo. Numa análise preliminar, pode-se concluir que a legislação portuguesa pode propiciar bem-estar ao consumidor, uma vez que facilita a transação com botijões e amplia os locais disponíveis para enchimento, o que pode aumentar a concorrência.

A maior desvantagem do modelo de propriedade do cliente é a segurança do botijão. Sob esse sistema, é mais difícil melhorar os padrões de segurança e aplicar os critérios de rejeição de botijões. A manutenção básica, como verificação de vazamentos e substituição de válvulas, é realizada em plantas de enchimento. Entretanto, inspeções visuais mais completas, verificação das datas de revalidação e, se necessário, a rejeição de botijões devido a reparo ou revalidação raramente ocorrem nessas plantas de enchimento. Este modelo tem como falha de mercado o risco moral, uma vez que os revendedores têm pouco incentivo para conduzir as medidas de segurança nas verificações dos botijões, pois eles provavelmente perderão a venda de GLP se o botijão do consumidor estiver sem condições de uso (CCSA, 2017).

Outro problema detectado por CCSA (2017) é o fato que os botijões defeituosos geralmente são descartados de forma inadequada ou reutilizados por revendedores ilegais, e se tornam um perigo à segurança pública.

Adicionalmente, WLPGA (2013) indicou potencial falha regulatória na dificuldade de responsabilização em um acidente com botijão quando não se tem claramente definidas as responsabilidades de cada agente do mercado.

Segundo Matthews e Zeissig (2011), para que um sistema de botijões de propriedade do consumidor seja seguro, os operadores das mini-plantas de enchimento devem ter experiência e autoridade para rejeitar e confiscar o botijão de um consumidor com base em sua condição ou data de revalidação. Deve ser recusado o preenchimento, ao menos que o consumidor adquira um novo botijão. Nesse caso, a planta de envase ou seu fornecedor seria responsável por reciclar ou descartar o botijão usado de maneira apropriada.

4.9.9.3. Botijões sem marca: Modelo 2

Caso presente em países como México, Vietnã, Polônia e China. Como acontece com o Modelo 1, o consumidor compra o botijão, contudo ele não fica com o mesmo por toda a vida, uma vez que ele troca o botijão vazio por um cheio nos varejistas credenciados. Não há garantia se a troca será por um botijão mais novo ou mais velho do que o levado pelo consumidor final.

No Vietnã, os consumidores compram os botijões e trocam os vazios por cheios. O preenchimento cruzado é uma prática comum e os consumidores podem alternar entre varejistas. Quando um consumidor tem um botijão vazio, é prática geral entrar em contato com o fornecedor preferido para providenciar a entrega de um botijão cheio em sua casa.

As vantagens desse modelo incluem: (i) permitir que os consumidores troquem botijões vazios por cheios, e (ii) incentiva a concorrência entre atacadistas e revendedores, e permite alcançar escala de operação nas plantas de envase.

Por outro lado, o Modelo 2 levanta preocupações de segurança, pois as empresas geralmente fornecem os botijões mais baratos ao mercado, e as inspeções dos botijões não são executadas com responsabilidade, de acordo com CCSA (2017). Abaixo, transcreve-se comentário do órgão sobre modelo:

Também foram encontradas evidências de falhas regulatórias e de mercado nos mercados que adotam modelos de cilindros de propriedade do cliente. Ocorreu uma falha no mercado devido a (i) A falta de novos cilindros legais sendo adicionados ao mercado; (ii) falta de crescimento no volume de GLP sendo consumido pelos usuários finais; e (iii) aumento da frequência de incêndios e explosões associados ao GLP. Ocorreu uma falha na regulamentação devido a linhas turvas em relação a qual participante do mercado é obrigado a aceitar a responsabilidade e confiabilidade dos cilindros. No caso de um acidente envolvendo um cilindro, várias partes podem ser responsabilizadas. Não existe um recurso claro para o vendedor do cilindro ou da carga de GLP, com o resultado de que a carga do incidente é provável cair sobre o cliente.

Em forte contraste com o modelo de propriedade do cliente, o WLPGA concluiu que “o bom nível global de segurança do cliente para a GLP é um resultado direto da capacidade do modelo de propriedade da empresa”. Neste modelo, os atacadistas de GLP assumem responsabilidade pelo preenchimento, revalidação e transporte seguros de seus respectivos cilindros. Esse modelo garante que os atacadistas mantenham o incentivo para realizar investimentos em cilindros de alta qualidade e robustos, a perda de reputação que ocorre em incidentes de segurança relacionados a cilindros age como um fator disciplinador”.

4.10. Motivação para aprimoramento do marco regulatório

Pode-se vislumbrar que o modelo atual pode trazer incentivos à segurança, decorrente do fato de que o distribuidor tem interesse em investir na conservação do botijão por não compartilhar com seus concorrentes dos benefícios de tal investimento, constituindo-se em um incentivo positivo do modelo. O segundo incentivo (negativo), por sua vez, resulta de ameaça crível de penalização por não cumprir normas de segurança, em vista da marca em alto relevo no botijão permitir identificar, nos casos de acidente, o agente responsável por esse produto. Por outro lado, os casos concretos já julgados indicam que não é simples endereçar objetivamente a responsabilidade das empresas distribuidoras na ocorrência de acidentes, uma vez que há responsabilidade compartilhada entre distribuidores e consumidores de GLP.

Contudo, o abastecimento de GLP incorre em custos de capital e logísticos formadores de barreiras à entrada que podem estar relacionados com regras regulatórias em vigor. De modo geral, os problemas econômicos do mercado em tela tendem a envolver um *trade-off* entre as variáveis eficiência e segurança. Por exemplo, o modelo em curso no País favorece a segurança pelas razões explicitadas, mas tem custos que podem levar a uma estrutura de mercado potencialmente menos competitiva, em vista dos indícios de economias de escala que induzem à concentração e amparam barreiras à entrada de novos agentes.

O *trade-off* entre eficiência e segurança tem relação com o papel da marca no modelo de regulação. Tanto no Brasil, como nos países em que a marca permite diferenciação de produto e ampara alocação de riscos e responsabilidades, a motivação econômica da marca é o alinhamento de incentivos em favor da segurança, ainda que eventualmente em detrimento de eficiência. As informações obtidas sobre o México, por exemplo, indicam que a justificativa para a adoção do sistema de marcas, em detrimento do uso de botijões sem marcas, é o favorecimento da segurança, em vista do objetivo do regulador de responsabilizar as firmas da indústria por acidentes, danos e não conformidades causadas por botijões. Na África do Sul, a comercialização do cilindro com marca tem a mesma justificativa do benefício da segurança, embora sejam vendidos também botijões sem marca.

Por outro lado, as experiências de comercialização de GLP envasado sem marca amparam-se nas possibilidades de ganhos de eficiência. Estados Unidos e Canadá exploram tais possibilidades com maior alocação de riscos e responsabilidades para o consumidor, como a de transportar o cilindro até bases de enchimento e realizar o descarte, estabelecendo para o operador dos postos de enchimento a responsabilidade por verificar as condições do botijão e evitar o uso daqueles sem condições adequadas.

No Brasil, o momento pode ser oportuno para investigar possibilidades de aperfeiçoamento do modelo regulatório do setor, seja em razão das recentes iniciativas do governo nessa direção, seja em razão do amadurecimento de novas tecnologias que permitem melhorar a rastreabilidade dos cilindros, entre outros aspectos de gestão e segurança. No primeiro caso, vale registrar as diversas iniciativas implementadas recentemente com o intuito de estimular a concorrência no setor, a exemplo das recém editadas resoluções do CNPE. Elas estabeleceram diretrizes para a promoção da concorrência no processo de desinvestimento de refino de agentes dominantes – Resolução CNPE nº 9/2019; estabeleceram o novo mercado do gás – Resolução nº 16/2019; e, estabeleceram prazo para o fim da política de diferenciação de preços do combustível – Resolução CNPE nº 17/2019⁶⁵.

As novas tecnologias, por sua vez, apresentam-se como oportunidades a serem avaliadas para eventual substituição à tradicional marca em alto relevo nos botijões que tem sido utilizada há décadas como instrumento de rastreabilidade e fiscalização das responsabilidades dos agentes pela segurança e descarte do botijão.

As margens das atividades de distribuição e revenda são também outro fator que motiva o aprimoramento do modelo regulatório do setor. O documento já discorreu sobre fatores que amparam possibilidades de ganhos de eficiência, como os custos logísticos e as necessidades de imobilização de capital do sistema atual.

Em face ao exposto, observa-se que a inclusão do GLP no objetivo de promoção da concorrência do abastecimento de combustíveis, constante na Resolução CNPE nº 12/2019, possui justificativa econômica. Por isso, espera-se que este documento sirva de subsídio para a avaliação de possibilidades de aperfeiçoamento regulatório do abastecimento do GLP em prol da concorrência.

4.11. Conjunto de orientações para aprimoramento do marco regulatório

Com o propósito de auxiliar melhorias no modelo regulatório do setor de GLP, apresentam-se questões que podem ser úteis para orientar a análise e formulação de propostas afins, destacando aspectos mais críticos da discussão. Um primeiro ponto é avaliar eventuais barreiras regulatórias à multiplicidade de estratégias de negócios e fornecimento de bens e serviços, inclusive para não se introduzir novas barreiras, ou substituir as existentes por outras.

⁶⁵ Apenas nos cinco primeiros meses de 2019, esta política contribuiu para amparar perdas de bem-estar do consumidor estimadas em cerca de R\$ 700 milhões.

Um segundo ponto é verificar a oportunidade e privilegiar a adoção de regulação por incentivos, em substituição aos mecanismos de comando e controle, mais comuns nas práticas tradicionais de regulação. Isso porque o cumprimento das exigências regulatórias requer observação direta e constante do agente regulado pelo regulador, que aplica sanções em caso de observar não atendimento de suas exigências. Esse monitoramento, contudo, é custoso e por isso a regulação por incentivos tem sido a tônica na solução de problemas de fiscalização e controle que envolvem a relação agente-principal e assimetria de informação. Vários são os exemplos teóricos em outras áreas, como O Problema do Custo Social (Coase, 1960). Ele preconiza a definição de direitos de propriedade para a solução, via barganha, de problemas que envolvem externalidades negativas.

Destaca-se a importância da análise de potenciais medidas de ampliação do uso de soluções privadas para solucionar as falhas de mercado. Exemplificando, a regra de portabilidade de botijões é uma forma de intervenção pública para reduzir o problema de custo de troca do mercado de GLP envasado que pode ser empecilho à competição. Mostrou-se, entretanto, que a obrigação de portabilidade aumenta custos logísticos e de capital, de modo que o efeito líquido da regra pode não ser positivo para o bem-estar do consumidor. Uma solução privada para a portabilidade, por sua vez, pode ter efeitos melhores para o bem-estar, uma vez que em vários outros mercados o problema de custo de troca tem solução privada, com estratégias diversas das firmas de atração de novos clientes – fidelização, etc.

A marca é um mecanismo de mercado que pode contribuir na regulação por incentivos por incentivos, que tem as referidas vantagens em termos de custos de fiscalização, assimetria de informação e outros problemas dos instrumentos regulatórios tradicionais de comando e controle. Além disso, como já observado nas seções anteriores, a marca tem sido a solução privada para a solução da “tragédia dos comuns” no mercado de distribuição de GLP, constituindo-se a princípio em uma ferramenta de incentivo voluntário à manutenção e conservação dos recipientes, embora não prescindida das atividades de fiscalização da ANP e de outros órgãos públicos.

A alocação de riscos e responsabilidades do investimento, manuseio, transporte e conservação e descarte do botijão também deve ser observada. Outra questão é o delineamento de mecanismos de segurança, que pode incluir a utilização de tecnologias de rastreabilidade para a atribuição de responsabilidade dos agentes, garantindo uma maior efetividade da alocação e da responsabilização das atividades autorizadas.

Associada à questão de novas tecnologias no mercado de distribuição de GLP, está a avaliação do custo dos mecanismos de rastreabilidade para o setor público e consumidores.

Outra implicação da regulação por incentivos, em substituição aos instrumentos tradicionais de comando e controle, é que o marco normativo deve evitar cristalizar em seus atos opções tecnológicas e arranjos comerciais. A racionalidade é que o mercado é mais eficiente para escolher essas opções e arranjos, sendo a concorrência um indutor importante para otimização dessas escolhas em prol do bem-estar do consumidor. No caso do abastecimento de GLP, a implicação significa que a regulação deve evitar impor restrições aos modelos de negócios e respectivas escolhas de tecnologia e relações comerciais das firmas, privilegiando estabelecimento de regras de segurança e de fiscalização. O propósito é não tornar a regulação impeditivo para que mercado selecione as tecnologias e modelos de negócios mais eficientes.

A título de exemplo, o art. 31 da Resolução ANP nº 49/2016, não estabelece condições de segurança e fiscalização, mas pode limitar as escolhas tecnológicas e gerenciais das firmas. É o caso da regra de que cilindros de até 90 kg só podem ser envasilhados na base do distribuidor. Há também o art. 8º que estabelece capacidade mínima de armazenagem dessa base. Ambas regras eventualmente inviabilizam modelos de negócios em que o enchimento de cilindros ocorra mais próximo do local de consumo.

O art. 31 estabelece também que o fornecimento a granel só ocorre para cilindros a partir de 90 kg. Na Austrália, por exemplo, o granel pode atender cilindros menores, como o de 45 kg. Já o art. 41 da Resolução ANP nº 49/2016 estabelece que o distribuidor só pode comercializar recipientes cheios, o que impede modelos de negócio de venda fracionada.

Em face do exposto, uma recomendação deste trabalho é que a ANP avalie possibilidades de melhorias regulatórias que eliminem os referidos entraves a alternativas de negócios e consumo, com outros instrumentos de regulação por incentivos para preservação da segurança.

Voltando ao conjunto de orientações, uma quarta questão é a alocação de riscos e responsabilidades do investimento, manuseio, transporte, conservação e descarte do próprio botijão. No modelo atual, as responsabilidades por investimentos iniciais de recipientes transportáveis de GLP, incluindo as atividades de manutenção, requalificação e de inutilização (descarte) desses recipientes são alocadas aos agentes autorizados para o exercício da atividade de distribuição. Essa alocação é coerente com a vedação do comércio de botijões sem marca de propriedade do consumidor e passível de envasamento por qualquer distribuidor. A opção por flexibilizar tal vedação, permitindo a convivência de dois modelos de cilindro, requer revisão dos mecanismos de segurança embarcadas no botijão, das regras de alocação de riscos e responsabilidades, bem como seus efeitos econômicos.

A discussão sobre mecanismos de segurança envolve tecnologias de rastreabilidade para monitorar e fiscalizar a alocação de riscos e responsabilidades escolhida. Na regulação em vigor, a marca gravada em alto relevo nos recipientes de GLP é o principal instrumento de rastreabilidade e *enforcement* regulatório nas atividades de manutenção e requalificação de recipiente. Embora essa rastreabilidade e *enforcement* não tenham sido suficientes para evitar acidentes que foram comentados neste documento, ainda assim, na hipótese de se ampliar o leque de escolhas do consumidor com um cilindro sem marca, avalia-se ser necessário apontar as salvaguardas de segurança em consideração, inclusive, as alternativas de tecnologia de rastreabilidade que seriam adotadas, explicitando suas vantagens e desvantagens.

A implantação de ferramentas tecnológicas de rastreabilidade pode contribuir, inclusive, para a melhoria de eficiência do modelo regulatório atual, da disponibilidade de informações, do planejamento logístico dos distribuidores, podendo se refletir também na redução de riscos de fraudes do sistema. O cruzamento das informações sobre a movimentação de botijões de GLP, juntamente com a disponibilidade de informações *on line* de enchimento de recipientes, poderia dificultar as fraudes, reduzindo as possibilidades dos agentes autorizados pela ANP infringirem as exigências de segurança.

No entanto, o custo de fiscalização para o setor público decorrente da tecnologia de rastreabilidade constitui variável a ser também considerada no novo modelo regulatório. As exigências de hoje relativas à marca incentivam o distribuidor a investir em segurança do botijão. A alternativa do botijão sem marca envasado por qualquer distribuidor, bem como o envase e a comercialização de recipientes de outras marcas, pode elevar o custo de fiscalização. possível em eventual mudança regulatória. Um adendo final a respeito é que as novas tecnologias comentadas neste documento podem amenizar o possível aumento de custo de fiscalização, contrabalançando o efeito do fim dos citados incentivos.

Outra questão acerca da possibilidade de a regulação exigir a adoção de novas tecnologias de rastreabilidade, em que pesem os benefícios já ilustrados, pode implicar não apenas aumento do custo de fiscalização do setor público, mas também do consumidor. A evolução tecnológica tende a diminuir o custo de equipamentos de rastreabilidade como os descritos anteriormente e é possível que seu preço atual seja módico o suficiente para não impactar significativamente o custo do GLP envasado para o consumidor. Contudo, a magnitude desse impacto é outro ponto a ser estudado.

4.12. Possibilidades de enchimento de botijões e modelos de negócios

4.12.1. Problema regulatório do enchimento fracionado

O enchimento fracionado de botijões se apresenta como uma possibilidade de fornecer ao consumidor maior poder de escolha em suas decisões de consumo, ao poder encher parcialmente o seu cilindro com a quantidade de GLP desejada. É evidente que essa opção exige uma gama de avaliações de impactos, especialmente no que se refere às adaptações da estrutura de mercado, às disposições regulatórias, aos incentivos econômicos e aos riscos à segurança de consumidores e de operadores do sistema.

Não obstante, o enchimento parcial é uma possibilidade de melhoria dos sistemas logísticos existentes e de redução de custos. Tal oportunidade advém de possível inserção de modelos que alterem a logística operacional do atual sistema, reduzindo-se as etapas relativas ao transporte de botijões até o consumidor final, bem como o custo da logística reversa e da destroca de recipientes.

Trata-se de modelo que poderá representar uma maior proximidade do fornecimento de GLP a granel a localidades mais próximas aos centros consumidores. Para Matthews e Zeissig (2011, p. 9), conforme mencionado na seção anterior, o sistema de distribuição mais eficiente é o que apresenta uma maior proximidade do GLP a granel aos consumidores finais.

Vale mencionar que segurança, custo de fiscalização, incentivos econômicos e o papel das marcas também impactam diretamente a avaliação sobre o enchimento parcial, de maneira a se manterem válidas as avaliações prévias a este tema.

4.12.2. Críticas às possibilidades de enchimento fracionado

A presente seção apresenta a síntese de alguns aspectos considerados sensíveis para a flexibilização do modelo regulatório atual, particularmente em relação à possibilidade de

enchimento fracionado dos recipientes de GLP, a partir das contribuições encaminhadas à ANP no escopo da TPC nº 7/2018/ANP.

Quanto à segurança, grande parte das críticas se refere ao fato de os atuais botijões de GLP não estarem adaptados para o modelo de enchimento fracionado, bem como a falta de equipamentos nos caminhões a granel para possibilitar esse tipo de comercialização. Destaca-se que a segunda crítica está direcionada ao enchimento fracionado em bases móveis.

O enchimento fracionado poderia não apresentar os incentivos necessários para os distribuidores continuarem requalificando os recipientes transportáveis. Foram colocadas opiniões na TPC nº 7/2018 de que “a única forma segura de garantir a rastreabilidade” é a marca no botijão. Como observado nas seções anteriores, a marca é o principal instrumento de rastreabilidade do mercado de GLP e que, uma eventual flexibilização do modelo de negócio atual, requer a premissa que seja viável a implementação de novas ferramentas e/ou tecnologias nos modelos de negócios capazes de assumir a função atribuída à marca estampada nos recipientes de GLP ou, até mesmo, elevar a eficiência do modelo de negócio atual.

Outras contribuições alertam para a dificuldade de atendimento das normas de segurança para áreas classificadas, riscos de incêndio, indefinição da responsabilidade pela manutenção dos recipientes e impossibilidade de aferição das quantidades de combustível acondicionado dentro dos recipientes que hoje é feita nas bases de distribuição.

Algumas contribuições foram feitas sob a forma de críticas quanto à falta de AIR previamente à realização da TPC nº 7/2018, equívocos em seu edital, entre outras. Também foram registradas contribuições que circunscrevem o modelo de enchimento fracionado substituindo integralmente o modelo regulatório atual, com substituição de todo o parque de botijões e custo de transporte atribuído integralmente aos consumidores, para enchimento de recipientes em estação fixa ou em caminhão (estação móvel).

Além disso, de acordo com estudos encaminhados pelo setor, o enchimento fracionado possibilita os seguintes aspectos: i. impeditivos custos de adaptação e fiscalização; ii. falta de incentivos à requalificação e à manutenção; iii. comprometimento à segurança do consumidor; e iv. inviabilidade econômica.

Também merece destaque a manifestação do Inmetro, no âmbito da TPC nº 7/2018, indicando que “o enchimento remoto e parcial de botijões oferece grande risco à segurança do consumidor e da população”. Como justificativa, o Instituto citou que a operação de enchimento fracionado somente pode ser realizada por um distribuidor, face ao risco que a operação oferece ao seu entorno, e necessita que seja executado em áreas controladas e distantes de centros urbanos. Além disso, o Inmetro mencionou que há riscos de fraudes “impossíveis de serem detectadas e combatidas”. Não obstante, em reunião realizada no escopo do grupo de trabalho para a condução dos estudos estabelecidos pela Resolução CNPE nº 12/2019 com representante do Inmetro, foram apresentadas algumas ponderações no sentido de aumentar o esforço fiscalizatório e de adequação, mas não foi descartada a viabilidade técnica da implantação de novo modelo.

A ABNT também enviou contribuição no âmbito da TPC nº 7/2018, mencionando que não há como controlar o sobre-enchimento de recipientes, durante o enchimento fracionado, o que aumenta o risco de acidente. Além disso, foi observado que não há como controlar a real quantidade de GLP, colocado dentro de cada recipiente, no processo de enchimento fracionado.

A Agência também citou que o consumidor não terá o registro de informação sobre a quantidade fracionada em seu recipiente.

Outro aspecto é que há informação reiterada dos distribuidores nas reuniões, e registradas nas memórias de reunião (ANEXO), de que é possível encontrar botijões de 2, 5, 7 e 8 kg no mercado com facilidade, como alternativa à aquisição de 13 kg de GLP. No entanto, os revendedores indicaram que não é fácil encontrá-los (ANEXO).

4.12.3. Avaliação de estudos e contribuições apresentadas

Conforme pode ser observado nas seções anteriores, os argumentos contrários à permissão do enchimento fracionado são os seguintes: a inviabilidade econômica e a falta de benefícios ao consumidor; a inexistência de norma da ABNT ou portaria do Inmetro; a inadequação do parque de botijões atual; falta de incentivos à requalificação; os baixos custos de destroca ou adequação do modelo atual; das peculiaridades do Brasil em relação a países que adotam o sistema; o risco de segurança ao consumidor; a falta de controle sobre quantidades; e a falta de informação correta aos consumidores.

Em relação à crítica de inviabilidade econômica e falta de benefícios ao consumidor do enchimento fracionado, cabe observar que o mercado revela os arranjos de negócio mais eficientes. Além disso, diante da disponibilidade de opções de aquisição de GLP no mercado, cabe ao consumidor escolher a forma que apresenta maior utilidade ou que apresente uma maior adequação à sua disponibilidade financeira.

Para avaliação da viabilidade econômica do modelo de enchimento fracionado de GLP em domicílios, a LCA Consultores concluiu que a viabilidade econômica do modelo é exclusiva para as situações que se verificam fraudes.

Não obstante, a conclusão do estudo foi baseada nas seguintes premissas:

- i. A equipe de entrega definida consiste em um motorista e um ajudante, sendo contabilizados os custos de dois motoristas;
- ii. A rota logística é estabelecida para um sistema que não tem pedidos pré-estabelecidos, não se adotando, portanto, da regra básica da logística de mercadorias fracionadas que é consolidação das cargas para otimização dos custos;
- iii. Um caminhão leva 15 minutos para atender cada cliente em um veículo com capacidade de 1,5 tonelada, quando se sabe ser possível trabalhar com 5 minutos em média e com cargas de mais de 4,5 toneladas; e
- iv. As entregas estão restritas a 288 kg, o que inviabilizaria mesmo o modelo atual, sem fracionamento. A título de exemplo, os veículos tipo pick-up leve têm capacidade de carga de aproximadamente 715 kg e capacidade de transportar aproximadamente 25 botijões, ou 325 kg de GLP.

Assim, o modelo do estudo ainda considera a subutilização da capacidade do ativo, quando adota a carga de um veículo leve, quando deveria ser utilizada a carga de um veículo pesado.

Araujo Jr (2018) aponta o baixo custo de destroca de recipientes como uma das razões para que não seja autorizada a venda fracionada de GLP e que sejam mantidas às vedações atuais de

enchimento de botijões de outras marcas. Conforme ponderado na seção 4.7.4.4, a estimação desse valor pode apresentar algumas inconsistências.

As contribuições que limitam o enchimento fracionado a um modelo que implique na substituição integral do modelo regulatório atual não pode ser observado nos países onde o enchimento fracionado é autorizado. Dessa forma, as experiências internacionais demonstram que o enchimento fracionado não é a única forma de fornecimento, mas uma das maneiras que o consumidor pode adquirir o produto.

A inexistência de norma da ABNT ou portaria do Inmetro para regulamentar a atividade se justifica pelo fato do enchimento fracionado não ser um dos modelos de negócio previstos no Brasil.

Convém destacar que problemas apontados para autorização do enchimento fracionado de recipientes são características que podem estar presentes no modelo atual do fornecimento a granel.

No que se refere à inadequação do parque de botijões atual, a comercialização de novos tipos de recipientes ou adequação do parque atual com válvulas de sobre-enchimento e rastreabilidade eletrônica são possibilidades a serem estudadas e testadas que podem permitir a referida adequação.

Em relação à falta de incentivos para requalificação de botijões, o atual modelo de fato tem a vantagem de alinhamento de incentivos favorável à segurança, como indicam as referências econômicas e experiências internacionais apresentadas. Contudo, há falhas também nesse aspecto do modelo atual que foram descritas nas seções anteriores, como as indicadas nos boletins de fiscalização da ANP (2019).

Em relação aos custos de destroca, algumas inconsistências do cálculo foram apresentadas nas seções anteriores desse documento, como, por exemplo, a desconsideração de custo do frete da revenda. Nesse sentido, conforme Carvalho e Rodrigues (2019), pode-se observar que o custo de destroca pode recair principalmente para a atividade de revenda de GLP, como visualizado na transcrição a seguir.

No modelo atual, em que **os custos de transporte dos vasilhames de GLP estão predominantemente centralizados nas revendedoras**, estas têm incentivos, em conjunto com as distribuidoras, para desenvolver uma logística de distribuição eficaz e eficiente, sempre em busca de rotas mais curtas e mais rápidas que, ao mesmo tempo, contemplem o maior número possível de consumidores finais.

(grifos nossos)

Sobre o risco de segurança ao consumidor, observa-se que o enchimento fracionado já ocorre em diversas situações para envazes maiores em condomínios, shopping centers, supermercados, restaurantes, entre outros. Cumpre ressaltar que os envazes maiores disponíveis no Brasil possuem aparato tecnológico diferenciado dos vasilhames menores, tal como medidor de nível, o que os permite receber GLP por meio do enchimento fracionado. Cabe averiguar se o enchimento remoto (ou em base móvel) para esses grandes consumidores ocorre através de caminhões estacionados em locais próximos a áreas com circulação de pessoas.

Cabe destacar que a adoção de novos modelos que contemplem o enchimento parcial de botijões de GLP, caso venha a ser autorizada, deve ser atestada e certificada pelos órgãos técnicos responsáveis, a quem cabe definir os pré-requisitos de segurança para sua existência. A partir da autorização de novos modelos de negócio, caberá ao mercado revelar os arranjos mais eficientes. À ANP, por sua vez, cabe avaliar a pertinência de se permitir o sistema de fracionamento em bases fixas e/ou móveis, avaliando se ganhos concorrenciais do sistema compensam eventuais aumentos de custos de fiscalização ou riscos de segurança ao consumidor. Concluindo o raciocínio sobre os diferentes papéis institucionais, caso a Agência autorize a prática do fracionado, cabe aos agentes do mercado interessados nessa modalidade decidir se os investimentos para as adaptações necessárias possuem viabilidade econômica.

Por fim, ressalta-se que a tecnologia de rastreamento de cilindros de gases medicinais já é praticada pela Anvisa desde 2008. O fato pode indicar exemplos de tecnologia de controle de informação que podem ser adaptados ao mercado de GLP. Outras tecnologias também poderiam ser aplicadas, com sistemas redundantes de mensuração de quantidades por meio de balanças, medidores de volume e *tags* eletrônicas. Todavia, tratam-se de hipóteses a serem estudadas e testadas.

4.12.4. Alternativas de modelos de negócios

Diante das informações e avaliações postas anteriormente, a presente seção apresenta alternativas de modelos de negócios elaborados a título de exercício inicial de visualização de potenciais vantagens e desvantagens de novas regras regulatórias, sem a pretensão de esgotar cenários possíveis, ou defender mudanças específicas, dado que se espera que a ANP avance com os estudos e trabalhos sobre o tema, dada a necessidade de se obter mais informações sobre os efeitos dessas alternativas sobre a segurança e esforços de fiscalização.

Em vista dessa natureza exploratória, os exemplos de modelos de negócios abordam tecnologias e estruturas de governança passíveis de estudo e teste, porquanto não aplicadas ainda nas experiências conhecidas de mercado de GLP. Contudo, indicam possibilidades de ganhos de eficiência a serem avaliados. Pondera-se que há problemas a serem superados, o que outras análises mais detalhadas e a experiência podem esclarecer.

De qualquer forma, as alternativas de modelos de negócios citadas buscam atender o objetivo do art. 2º da Resolução CNPE nº 12, de 2019, de promoção da concorrência no segmento de GLP por meio de elaboração de estudos de novos modelos de negócios e arranjos societários. A lista abaixo, por sua vez, explicita as dimensões trabalhadas pelas alternativas:

- 1) Propiciar alternativas regulatórias que possam trazer maior competitividade ao mercado de GLP e redução de preços aos consumidores;
- 2) Possibilidade da existência de novos arranjos de negócios no mercado de GLP;
- 3) Reduzir barreiras à entrada;
- 4) Melhoria aos sistemas logísticos existentes e redução de custos, com possibilidade diferenciação de produtos e serviços;
- 5) Garantia da segurança nas operações.

Também vale listar, perante todo o espectro analítico já abordado, quais seriam os requisitos e premissas a serem considerados para uma avaliação sobre novas modalidades de negócios, quais sejam:

- 1) Rastreabilidade
- 2) Registro das operações de enchimento
- 3) Eficiência
- 4) Segurança
- 5) Flexibilidade tecnológica
- 6) Incentivos e garantia de manutenção e requalificação
- 7) Mecanismos de transição com segurança regulatória

As alternativas de modelos de negócios ilustradas não impactam necessariamente a continuidade dos modelos de negócios atuais, o que contribui para a preservação da segurança regulatória e jurídica do setor, sem impedir que aprimoramentos regulatórios sejam implementados em benefício de toda a coletividade.

4.12.4.1. Registro das operações de enchimento

O registro das operações de enchimento é relevante para o controle de uso indevido de botijões habilitados para enchimentos fracionados. Além disso, trata-se de inibir a possibilidade de enchimento de botijões com data de validade vencida. Essa possibilidade, inclusive, poderia representar ganhos ao modelo regulatório vigente.

Não se conhece aplicação de tecnologias no mercado de GLP que realizem o controle supracitado. No entanto, algumas possibilidades podem ser investigadas para aperfeiçoamento da regulação vigente, como a introdução da tecnologia de rastreabilidade por meio dos *tags*, associada a um número estampado no botijão, sistemas informatizados como os utilizados no setor bancário e outras indústrias que controlam operações de agentes diversos com informações em tempo real. Haveria avanços se fraudes de enchimentos indevidos pudessem ser detectadas tanto no momento do enchimento quanto a posteriori, de modo que o rastreamento do botijão permitiria à fiscalização autuar com provas de transgressões à regulação.

4.12.4.2. Eficiência

Conforme mostrado anteriormente, o atual modelo enseja uma série de etapas logísticas para o botijão GLP chegar ao local de consumo. Como já se comentou, cabe investigar em que medida a regulação impede que o mercado revele o tipo de operação logística é mais eficiente.

4.12.4.3. Segurança e metrologia

A premissa central do modelo regulatório atual e de qualquer flexibilização futura é a segurança do mercado. Essa é a premissa mais importante dentre as citadas, por tratar de produto inflamável e colocar em risco vidas humanas. É evidente que os requisitos para operação segura do enchimento fracionado devem ser regulamentados pelos órgãos competentes. Também é fato que os requisitos de segurança para o Brasil poderiam ser adotados de forma mais rigorosa que em outros países, por questões culturais, institucionais e pelo seu caráter de novidade.

Em relação à possibilidade de enchimento fracionado, verifica-se que esse modelo é atualmente utilizado no processo de abastecimento de automóveis a GNV que, inclusive, trabalha com um nível de pressão muito maior do que o GLP. Da mesma forma, o enchimento fracionado já ocorre no abastecimento a granel em condomínios, supermercados, restaurantes e outras localidades.

No entanto, a investigação de outras formas de comercialização de GLP, deve avaliar as medidas de segurança necessárias para não se agravar as condições atuais nesse quesito. Medidas que podem alcançar, por exemplo, a exigência de válvulas de sobre-enchimento, relógio marcador e isolamento do botijão em recipiente fechado no ato do enchimento, entre outros requisitos, a serem definidos por órgãos de segurança.

Destaca-se o levantamento realizado na seção 4.6, que analisou a possibilidade do transporte de GLP (carga perigosa) em automóveis. Há a necessidade de não se tratar de uma relação comercial, ou seja, esta forma de transporte é permitida apenas para consumo próprio. Assim, o que preliminarmente parecia um entrave para a penetração de enchimento fracionado em bases fixas, não se constitui um limitante, existindo regramento que reconheça a possibilidade de transporte de GLP em automóveis pelo seu consumidor. Por sua vez, a parte de segurança associada à oferta para esse modelo de negócio (enchimento fracionado em bases fixas), todavia, será melhor descrita ao longo deste capítulo.

Em caso de utilização de estações móveis de enchimento de recipientes, pode-se pensar em exigências adicionais de segurança, por exemplo, as prefeituras ou outro órgão competente poderiam determinar em quais localidades não seriam permitidas a operação dessas estações. Isso seria importante para evitar a operação em localidades de maior risco, tais como aquelas que possuem urbanização precária, ausência de espaços apropriados ou elevado fluxo de pessoas. Ademais, há desafios a serem analisados do ponto de vista de garantia e fiscalização da metrologia em estações móveis.

4.12.4.4. Flexibilidade tecnológica

Como forma de manter a premissa de liberdade econômica e promoção da concorrência, a análise de possibilidades de melhoria regulatória deve ter o cuidado de não ficar restrita a uma determinada tecnologia, por exemplo, ao material dos botijões existentes, de válvulas e sistemas.

Seria desejável que a ANP, ou outro órgão competente, estabelecesse os requisitos mínimos de desempenho e segurança necessários para a operação, sem impedir, *a priori*, homologação de diferentes projetos tecnológicos.

4.12.4.5. Garantia de manutenção e requalificação

As atividades de manutenção e de requalificação são de responsabilidade das empresas distribuidoras. Para estas atividades, há a possibilidade de contratação de empresas requalificadoras.

A Figura 5 ilustra e sintetiza as atividades de requalificação atualmente realizadas pelas empresas requalificadoras.



Figura 65 - O processo de requalificação do recipiente de GLP

Fonte: ANP (2015)

Em 2018, havia aproximadamente 23 empresas requalificadoras em todo o País. Essas empresas possuem o interesse econômico de requalificar botijões (ANP, 2019-A). Hoje prestam serviços às empresas distribuidoras, que totalizam 12 empresas (ANP, 2019-B). Assim, a possibilidade dessas empresas exercerem poder fiscalizatório, em razão do seu interesse econômico, no sentido de alcançar os objetivos do programa de requalificação de botijões, pode ser estudado no sentido de os distribuidores agirem positivamente na preservação dos botijões, reduzindo os índices de não conformidades em botijões associados a falta de requalificação e de manutenção.

A fiscalização decorrente do interesse econômico das requalificadoras pode contribuir com a atuação da ANP. Por outro lado, a empresa pode ser impelida a requalificar o que não é necessário, devido à falha de mercado associada ao risco moral (sua remuneração).

Cabe destacar que também existe um poder fiscalizatório dos distribuidores que averiguam junto às requalificadoras se as atividades estão sendo cumpridas de forma adequada. Por exemplo, quando um botijão é classificado como sucata pela requalificadora, há necessidade de validação da empresa distribuidora antes de sua destinação final.

4.12.4.6. Mecanismos de transição com segurança regulatória

A possibilidade de flexibilização do modelo regulatório atual pressupõe o estabelecimento de mecanismos de transição a fim de manter a segurança jurídica dos ambientes de negócios e dos investimentos já realizados.

Destarte, é necessário um período de ajuste e de elaboração de novas estratégias do mercado a partir da flexibilização do modelo regulatório vigente. Adicionalmente, se a percepção do consumidor sobre a segurança do produto for afetada de forma negativa, o mercado reduzirá seu potencial de revelar os arranjos mais eficientes.

Por fim, em caso de flexibilização de modelo regulatório atual, há necessidade de monitoramento e avaliação das medidas adotadas, inclusive, de eventuais novas tecnologias de rastreamento caso sejam adotadas, de forma que a hipótese central do modelo de regulação de distribuição de GLP seja mantida, que é a segurança do envase dos recipientes e dos consumidores.

4.12.5. Apresentação e discussão sobre alternativas de modelos de negócios

A seguir são elencadas cinco alternativas de modelos de negócios. Como ponto de partida tem-se o modelo atual. Posteriormente é apresentado o modelo de enchimento remoto, denominado Modelo 1 na seção 4.9.9.2. Na sequência o modelo com enchimento de outras marcas (*cross filling*) e chip/código estampado. Também integra o elenco o enchimento fracionado remoto. E por fim o enchimento fracionado móvel.

Como observado anteriormente, os modelos de negócios são elaborados a título de exercício inicial de visualização de potenciais vantagens e desvantagens de novas regras regulatórias, sem a pretensão de esgotar cenários possíveis, ou defender mudanças específicas, dado que se espera que a ANP avance com os estudos e trabalhos sobre o tema em vista de especificidades técnicas da discussão a serem esclarecidas, particularmente relativas à segurança e esforços de fiscalização, que são de domínio da Agência.

4.12.5.1. Modelo atual de enchimento de botijões

O mercado de GLP envasado ocorre com base na comercialização de cilindros com marca e na alocação de responsabilidades de manutenção do *status* com marcas e manutenção da responsabilidade de requalificação para as empresas distribuidoras. Essa alocação atribui mais responsabilidades e riscos à parte com mais informação e recursos, a firma, o que favorece a segurança ao custo de elevação de gastos logísticos e de capital, no *trade-off* já comentado. Conforme indicado na seção 4.3, o início do modelo no Brasil data da segunda metade da década de 1930, com o transporte apenas de cilindros (IPEM-SP, 2019). A logística de transporte de botijões por grandes distâncias onerava excessivamente o produto em regiões distantes como o Mato Grosso do Sul, por exemplo. A forma de otimizar foi logo encontrada: levar o GLP a granel e o envasar mais próximo ao consumidor.

Como já apontado em outros estudos, quanto mais próximo ao consumidor o botijão for envasado, menores os custos logísticos. Porém, a logística atual ainda envolve complexidades em que são necessárias aproximadamente 17 operações, conforme ilustra a próxima figura.



Figura 66 - Operações logísticas de envase e carga de botijões

Fonte: ANP (2018)

A complexidade logística reflete-se em custos já comentados que podem amparar barreiras à entrada no segmento de distribuição, explicando as atuais estatísticas de concentração de mercado. Note-se que a regulação prevê instrumentos que podem contribuir para a redução do custo logístico, como a celebração voluntária de contratos entre distribuidores para enchimento de outras marcas, nos termos da Resolução ANP nº 49/2016. Contudo, como o mercado do distribuidor é dado pelo número de botijões de sua marca, o incentivo da firma é preservar esse equipamento e não transferir sua gestão para um concorrente. A responsabilização pela segurança do botijão é outro fator que não incentiva o distribuidor repassar para um concorrente os cuidados sobre esse equipamento. A Tabela 17 sintetiza as características do *status quo*.

Tabela 18 - Principais características do modelo vigente

Aplicação	Aplicável ao universo de botijões existentes
Propriedade do botijão	Do consumidor e do distribuidor quando este estiver na revenda ou na planta de enchimento
Responsabilidade pela Requalificação	Do distribuidor, por meio de monitoramento da data de vencimento, inspeção visual do estado do botijão e da data de validade durante o enchimento
Agente que realiza a requalificação	Agentes requalificadores remunerados pelo distribuidor
Destroca	Permanece nos centros e bases de destroca
Visibilidade da marca	É possível encher botijões de outras marcas, desde que haja contrato para enchimento cruzado ou de outras marcas

O modelo tem como pontos fortes o alinhamento de incentivos em favor da segurança, conforme análise econômica e experiência internacional descritas apontam. Ademais, há manifestações da Agência (Nota Técnica nº 038/2017/SDR da ANP) reforçando a importância da marca para a segurança.

No entanto, há posicionamento divergente que reforça que a importância da fiscalização e a falta de incentivos para que voluntariamente as empresas distribuidoras realizem a requalificação e a manutenção.

Tem como pontos fracos a existência de barreiras à entrada decorrentes de maiores custos logísticos e aporte de capital, com possibilidade de ganhos de eficiência. Essas circunstâncias, conforme explicado anteriormente, motivam a avaliação de oportunidades de melhorias do sistema atual, bem como de possibilidades de novas formas de comercialização de GLP, podendo demandar alterações regulatórias do abastecimento de GLP.

Diversas configurações de modelos de mercado de GLP podem ser vislumbradas com a combinação de características como: botijão com ou sem marca, enchimento ou não de outras marcas, responsabilidade de requalificação e manutenção das distribuidoras ou dos consumidores, existência ou não de portabilidade e destroca, envase em mini plantas ou caminhão (*bobtail*) etc., conforme será exposto a seguir. Cada característica pode ser avaliada individualmente, pois possui vantagens e desvantagens para o mercado. Além disso, podem ser adotados em mercados específicos de enchimento fracionado, de modo que foram apresentados mantendo o modelo atual.

Todos os modelos descritos a seguir possuem como vantagem a possibilidade de propiciar aumento da concorrência com a entrada de novos *players* no mercado. Além disso, podem ser um sistema mais eficiente por fornecer GLP para os consumidores finais, pois trazem o produto a granel o mais próximo possível dos consumidores e minimizam o transporte e manuseio de botijões cheios e vazios.

Os botijões novos poderiam ser feitos de qualquer material, desde que fossem certificados pelo Inmetro e atendessem às pressões de segurança e de serviço. Entende-se que a pesagem com redundância de balança eletrônica e *mass flow* seria apropriada. Isso porque, atualmente, o *mass flow* é usado no fornecimento a granel para centrais. E no caso de botijões translúcidos, poderia haver uma marca para a fase líquida, tornando o controle triplamente redundante.

4.12.5.2. Modelo de enchimento remoto (Modelo 1)

Esse é o modelo descrito na seção 4.9.9.2 (Modelo 1) em que a distribuição residencial predominante é por sistema de mini-planta de envase. O botijão é do consumidor, que o retém por toda a sua vida útil e é responsável por qualquer manutenção ou substituição.

Há necessidade de um operador, treinado e certificado adequadamente. Este ficará encarregado de inspeção e rejeição, caso necessário, de quaisquer botijões em situações inadequadas. No caso de rejeição, o consumidor paga pela substituição do botijão inutilizado por um novo qualificado. A inutilização é de responsabilidade da empresa (logística reversa).

Tabela 19 - Principais características do modelo de enchimento remoto

Aplicação	Para botijões novos sem marca. Não se aplica aos botijões com marcas em relevo do sistema atual.
Propriedade do botijão	Do consumidor
Responsabilidade pela Requalificação	Do consumidor
Agente que realiza a requalificação	Agentes requalificadores remunerados pelo consumidor
Destroca	Não há
Visibilidade da marca	É permitido o enchimento de qualquer botijão que atenda aos requisitos

Tem como desvantagem o comprometimento da segurança do botijão devido à falha de mercado associada ao risco moral, uma vez que os revendedores podem perder a venda de GLP se o botijão do consumidor estiver sem condições de uso. Nesse caso, o consumidor teria de arcar com o custo de requalificação ou de manutenção, além de ter que adquirir um novo vasilhame para não ficar sem o GLP.

Outra análise no caso do comércio com botijão sem marca é a forma de requalificação. A proposta de que o consumidor seja fiscalizado para levar o botijão a um agente de requalificação torna uma relação, que hoje é privada e tem preços de mercado, para uma transação com preço regulado, o que significa substituir soluções privadas e regulação por incentivos por instrumentos tradicionais de comando e controle, indo na contramão da regulação moderna.

Outra questão a se ater é que o consumidor, dispondo de menos informações e recursos do que a empresa, pode ter menos condições de realizar a devida requalificação, manutenção e descarte do cilindro. Por último, cite-se o risco de reutilização de botijões inadequados para uso por revendedores ilegais, conforme foi experimentado na África do Sul.

Em face do exposto, o operador da planta de enchimento tem papel central para garantir a segurança do botijão nesse modelo.

Nesse caso, a responsabilização por acidente poderia ser dificultada uma vez que o botijão não tem marca, qualquer empresa pode realizar o enchimento e não há mecanismo de rastreabilidade para identificação da empresa que realizou o último enchimento. As tecnologias de rastreabilidade citadas podem contornar o problema.

A seguir, serão apresentados modelos que utilizam tecnologia de rastreamento. Envolvem desafios institucionais e tecnológicos porque não se conhece sua aplicação em outros mercados de GLP. De qualquer forma, por serem exercícios exploratórios, conforme mencionado anteriormente, para tentar visualizar possíveis vantagens e desvantagens de algumas mudanças regulatórias. Podem ser úteis para iniciar e avançar o debate sobre o assunto, exemplificando benefícios e custos potenciais de algumas mudanças regulatórias, razões pelas quais são esboçados nas seções seguintes.

4.12.5.3. Modelo de enchimento de outras marcas (*cross filling*) com chip + código estampado

O modelo exemplificado retira a marca como elemento de rastreamento dos botijões. O rastreamento ocorreria a partir de um número estampado (tipo chassi), vinculado à *tag* ou chip. Suas operações ao longo da vida útil, inclusive o número de requalificações, integrariam um banco de dados com validação por meio da replicação de informação em nós de rede (*block chain*).

As informações coletadas por uma leitora poderiam ser enviadas à ANP quase simultaneamente ao enchimento. A obrigatoriedade do uso de leitoras também na revenda daria mais transparência a todo fluxo logístico, desde a planta de envase.

Como não haveria marca associada ao botijão, a responsabilidade seria caracterizada no momento do enchimento. Contudo, a marca permaneceria visível de outra forma que não a estampa em relevo no botijão, como lacres ou adesivos plásticos.

Seria necessária somente a destroca quando do vencimento do botijão, que deveria ser encaminhado a um ponto de destroca. Consolidada uma carga, o proprietário desse botijão seria notificado automaticamente pelo sistema e deve levar quantidade equivalente de botijões válidos para a destroca, sob pena de multa da ANP e cobrança de valor superior do serviço pelo agente requalificador.

O envase seria registrado e abatido do saldo da conta de botijões constante no banco de dados da ANP, uma espécie de conta bancária. Caso ultrapasse esse limite, a empresa pode ser penalizada, sendo obrigada a adquirir a quantidade de botijões a descoberto.

Tabela 20 - Principais características do modelo de enchimento de outras marcas com chip + código estampado

Aplicação	Não aplicável ao universo de botijões existentes
Propriedade do botijão	Do consumidor e do distribuidor
Responsabilidade pela Requalificação	Do distribuidor
Agente que realiza a requalificação	Agentes requalificadores remunerados pelo distribuidor
Destroca	Uma vez a cada requalificação (15 anos na 1ª e 10 anos a partir da segunda)
Visibilidade da marca	É permitido o enchimento de qualquer botijão que atenda aos requisitos. A propriedade é identificada pelo “chassi” do botijão e a responsabilidade será pelo último enchimento.

O modelo tem a vantagem de possibilitar diminuição do custo logístico. Ocorreria somente uma destroca a cada 15 anos na primeira requalificação e a cada 10 anos nas demais. O controle da movimentação dos botijões ocorreria por meio de sistema, com inventários *online*, e proporcionaria a eliminação do custo de troca.

Uma desvantagem é a necessidade de investimentos privados das companhias em *tags* e sistemas de leitura, cujos custos seriam repassados ao consumidor. Os custos podem não ser significativos face aos ganhos de eficiência e transparência, contudo, é necessário estudá-los para avaliar adequadamente, visto não ter comprovações empíricas.

Ainda com base nas experiências internacionais, outra observação é que embora a tecnologia de rastreamento esteja consolidada, no setor de GLP não se conhece, com bases nos países estudados, a aplicação desta alternativa de negócio, o que dificulta avaliar seus efeitos sobre a segurança e outros aspectos do bem-estar do consumidor e indica a necessidade de estudo desses efeitos, bem como respectivos impactos sobre os custos.

Também com base em tais experiências, no que tange à alocação de riscos, indica-se que não haveria incentivo para a firma conservar o estado do botijão sem marca porque o distribuidor não se apropria com exclusividade de gastos para essa finalidade. Destarte, o uso de novas tecnologias de rastreabilidade pode contornar o problema ao incentivar que a firma somente envase cilindros em condições de uso e descarte os demais, o que nesse caso levaria o consumidor a substituir um botijão inutilizado por um novo, arcando com esse custo e substituindo a função das atuais despesas de conservação e requalificação a cargo do distribuidor.

Outra questão é o custo de controle do rastreamento. De acordo com dados da ANP, são comercializados 33 milhões de botijões por mês no País (EBC, 2017). Cabe avaliar o custo de a Agência controlar esse volume de transações e o comportamento dos agentes a partir do sistema de rastreabilidade aventado. A discussão de custo decorre de o modelo não utilizar regulação por incentivos, mas os instrumentos tradicionais de comando e controle, embora com novas tecnologias, cujos custos e factibilidade precisam ainda ser estudados e testados.

É importante reforçar o aspecto levantado na seção 4.7 que, mesmo no sistema atual, há falhas, como mostra ANP (2019), o qual observou que as metas de requalificação dos botijões de GLP não vêm sendo cumpridas pelos distribuidores. Ou seja, a necessidade de melhoria de fiscalização e rastreabilidade existe no sistema atual.

A respeito dos custos de fiscalização, vale registrar que a Agência já acumula obrigações de auditoria diversas, inclusive, de relações privadas que em outras indústrias não são monitoradas pelo poder público, como acordos de exclusividade entre duas firmas, que no caso do GLP a ANP monitora entre o distribuidor e o revendedor vinculado. Essa circunstância indica a conveniência e oportunidade de adoção de regulação por incentivos, bem como ganhos potenciais com a adoção das novas tecnologias comentadas no setor. Logo, a rastreabilidade calha como ferramenta de grande auxílio à fiscalização, proporcionando celeridade, transparência e troca de informações.

O modelo também afeta decisões de investimento realizadas anteriormente, o que do ponto de vista regulatório pode gerar uma percepção de risco dos agentes e comprometer decisões futuras de investimentos. Porém, o período de transição seria a etapa necessária para que uma nova estrutura seja inserida no modelo atual, para que todos os agentes compreendam as mudanças propostas e invistam com segurança no novo arcabouço.

4.12.5.4. Enchimento fracionado remoto

Esse modelo seria implementado como uma nova modalidade de fornecimento, apenas para empresas entrantes no mercado e em condições específicas. Os botijões deveriam ser todos substituídos por um “botijão branco”, ou no caso de comodato identificado pela marca, mas requalificado para a nova modalidade. O mecanismo para requalificação de botijões ocorreria por meio de fiscalização tradicional e de regulação por incentivos.

O enchimento do botijão poderia ocorrer a granel, com substituição do botijão atual pelo botijão branco com *tag* e válvula OPD. O botijão antigo poderia ser levado pelo agente para sua requalificação e utilização na sua modalidade de fornecimento ou entregue a um centro de destroca.

Os botijões novos poderiam ser feitos de qualquer material, desde que fossem certificados pelo Inmetro e atendessem às pressões de segurança e de serviço. Entende-se que a pesagem com redundância de balança eletrônica e dispositivo de controle de vazão mássica seria apropriada. Isso porque, atualmente, este dispositivo já é usado no fornecimento a granel para centrais. E no caso de botijões translúcidos, poderia haver uma marca para a fase líquida, tornando o controle triplamente redundante.

Entende-se também que esse modelo possa conviver com o sistema atual e o fornecimento dos botijões poderia, em ambos os casos, se dar na forma de comodato ou compra do botijão para enchimento por qualquer fornecedor (“botijão branco”).

A aquisição do “botijão branco”, sem marca, pelo consumidor o tornaria livre para adquirir GLP nas estações fixas de qualquer fornecedor, nas modalidades de enchimento completo, fracionado ou troca do botijão branco vazio por um cheio.

No comodato, com marca, ficaria estabelecido um vínculo, o agente custearia sua aquisição e seria remunerado com uma fidelização temporária do consumidor. Contudo, para o caso do “botijão branco”, a requalificação ou troca por novo botijão ficaria a cargo do consumidor, pois seria um produto de sua propriedade. Contudo, seria necessária utilização de instrumentos tradicionais de fiscalização para verificar o comportamento do consumidor e apurar se tem feito as manutenções, bem como levar o botijão para ser requalificado.

A própria tecnologia poderia propiciar condições para o envio de informações sobre a data de validade do botijão para o agente requalificador, que entraria em contato com o consumidor para recolhimento do botijão vencido e troca por outro. Esse custo seria pago pelo consumidor.

Tabela 21 - Principais características do modelo de enchimento fracionado remoto

Aplicação	Não aplicável ao universo de botijões existentes
Propriedade do botijão	Do consumidor ou do distribuidor
Responsabilidade pela Requalificação	Consumidor ou do distribuidor, no caso de comodato
Agente que realiza a requalificação	Agentes requalificadores remunerados pelo consumidor, no caso do botijão sem marca
Destroca	Existirá uma vez a cada requalificação (15 anos na 1ª e 10 anos a partir da segunda)
Visibilidade da marca	É permitido o enchimento de qualquer botijão que atenda aos requisitos. A propriedade se dará pelo “chassi” do botijão e a responsabilidade será pelo último enchimento.

Um ponto importante a se avaliar nesse modelo seria o simples descarte dos botijões vencidos, a depender do custo de requalificação. Isso porque os novos botijões seriam oferecidos já requalificados, com uma vida útil de, no mínimo, 10 anos. Ou seja, possivelmente seria mais viável economicamente simplesmente descartar o botijão e adquirir um novo. As requalificadoras ficariam responsáveis pelo descarte, podendo se apropriar da sucata dos botijões.

No caso de botijão em comodato, a responsabilidade pela manutenção e requalificação seria do fornecedor, enquanto houver contrato com o consumidor.

Como se observou anteriormente, não há incentivo para a empresa verificar o estado do botijão sem marca. Situação essa que pode ser contornada com as novas tecnologias de rastreabilidade.

A respeito da nova tecnologia de rastreabilidade do modelo, há a desvantagem previamente indicada sobre a não existência do mesmo modelo e outros países. Por isso, é necessário estudar a questão e verificar seus efeitos sobre a segurança e custos de fiscalização.

O modelo tem a vantagem de não afetar decisões de investimento realizadas anteriormente, o que do ponto de vista regulatório é positivo porque não afeta a percepção de risco dos agentes, não comprometendo decisões futuras de investimento e de oferta de produtos no mercado.

4.12.5.5. Enchimento fracionado móvel

Esse modelo seria implementado como o imediatamente anterior, com a diferença de que o fornecimento ocorreria por meio de caminhões *bob tail*. Os botijões também deveriam ser todos adequados à modalidade. As características desse novo sistema são:

- i) Botijão com pintura diferenciada;
- ii) Somente os botijões adaptados, requalificados e certificados poderiam ser enchidos;
- iii) Os botijões, antes de serem enchidos para entrega ao consumidor, passariam por requalificação prévia ou instalação de sistema de monitoramento, como *chips* ou *tags*;
- iv) Haveria enchimento de outras marcas, não necessitando de troca de botijões;
- v) Uma vez adquirido, o botijão ficaria na residência dos consumidores;
- vi) Mecanismo para requalificação de botijões por meio de fiscalização tradicional e de regulação por incentivos.

Tabela 22 - Principais características do modelo de enchimento fracionado móvel

Aplicação	Não aplicável ao universo de botijões existentes
Propriedade do botijão	Do consumidor ou do distribuidor
Responsabilidade pela Requalificação	Consumidor ou do distribuidor, no caso de comodato
Agente que realiza a requalificação	Agentes requalificadores remunerados pelo consumidor, no caso do botijão sem marca
Destroca	Uma vez a cada requalificação (15 anos na 1ª e 10 anos a partir da segunda)
Visibilidade da marca	É permitido o enchimento de qualquer botijão que atenda aos requisitos. A propriedade é identificada pelo “chassi” do botijão e a responsabilidade será pelo último enchimento.

O enchimento do botijão poderia ocorrer a granel, com substituição do botijão atual pelo botijão branco com *tag* e válvula OPD. O botijão antigo poderia ser levado pelo agente para sua requalificação e utilização na sua modalidade de fornecimento ou entregue a um centro de troca.

Quanto aos materiais dos botijões e a coexistência de ambos os sistemas, é semelhante a do modelo imediatamente anterior. Em termos de vantagens e desvantagens, são simétricas às apontadas para o modelo anterior.

4.13. Conclusão

A inclusão do GLP no objetivo de promoção da concorrência do abastecimento de combustíveis possui justificativa econômica. Por isso, espera-se que este documento sirva de subsídio para iniciativas de melhoria das condições de concorrência, o que envolve aperfeiçoamento regulatório do abastecimento de GLP. Assim, em atendimento ao que estabelece a Resolução CNPE nº 12/2019, este capítulo ofereceu contribuições para avaliação de possibilidades de aprimoramento regulatório do abastecimento de GLP. As contribuições podem, especialmente, auxiliar o avanço de estudos e o desenvolvimento de trabalhos da ANP no âmbito de sua agenda regulatória. Para tanto, foram reunidas informações da literatura econômica, das experiências internacionais, das novas possibilidades tecnológicas e de características do mercado de GLP no Brasil.

Cumprido ressaltar que não se trata de sobrepor a competência ou resultado da análise a ser realizada na referida TPC nº 7/ANP, muito menos desprezar o rito essencial da Análise de Impacto Regulatório. O objetivo desta análise foi tão somente auxiliar o trabalho da Agência nesse processo para favorecer o avanço de seus estudos e trabalhos sobre o assunto, dadas as possibilidades de ganhos de competição e eficiência no setor, que conferem motivação econômica para aperfeiçoamentos da regulação.

Em vista dos propósitos descritos, foram apresentadas questões que podem ser úteis para suporte à análise e à formulação de propostas regulatórias para a cadeia do GLP. O conjunto de orientações abrange os seguintes tópicos:

- i) verificar de eventuais barreiras regulatórias à multiplicidade de estratégias de negócios e fornecimento de produtos, inclusive, para não introduzir novas barreiras, ou substituir as existentes por novas;
- ii) avaliar soluções privadas para tratar falhas de mercado;
- iii) verificar a oportunidade e privilegiar a adoção de regulação por incentivos, em substituição aos mecanismos de comando e controle mais comum nas práticas tradicionais de regulação.
- iv) analisar a alocação de riscos e responsabilidades do investimento, manuseio, transporte e conservação e descarte do botijão;
- v) estabelecer adequados mecanismos de transição, para que eventuais mudanças ocorram dentro da mais ampla segurança jurídica e regulatória;
- vi) delinear mecanismos de segurança, que pode incluir a utilização de tecnologias de rastreabilidade para a atribuição de responsabilidade dos agentes, garantindo uma maior efetividade da alocação e da responsabilização das atividades autorizadas; e
- vii) avaliar o custo dos mecanismos de rastreabilidade para o setor público e consumidores.

Uma implicação importante do conjunto de orientações, particularmente de privilegiar a adoção de regulação por incentivos, é que a regulação deve evitar cristalizar em seus atos opções tecnológicas e arranjos comerciais. No caso da cadeia de GLP, a implicação significa que a regulação deve evitar impor restrições aos modelos de negócios e respectivas escolhas de tecnologia e relações comerciais das empresas, privilegiando estabelecimento de regras de segurança e de fiscalização compatíveis com as restrições orçamentárias da ANP.

O propósito é não tornar a regulação impeditivo para que mercado selecione as tecnologias e modelos de negócios mais eficientes. Como se explicitou anteriormente, Resolução ANP nº 49/2016, tem dispositivos que não estabelecem condições de segurança e fiscalização, mas podem limitar escolhas tecnológicas e gerenciais das firmas por restringir modalidades de envase, venda a granel e fracionada. Por isso, uma recomendação deste trabalho é que a ANP avalie possibilidades de melhorias regulatórias que eliminem os referidos entraves a alternativas de negócios e consumo, com outros instrumentos de regulação por incentivos para preservação da segurança.

O modelo vigente de comercialização de GLP envasado no Brasil apresenta estímulo para que a empresa distribuidora invista na conservação do botijão por não compartilhar com seus concorrentes benefícios de tal investimento. Estímulo similar resulta da ameaça crível de penalização por não cumprir normas de segurança, em vista da marca em alto relevo no botijão permitir identificar, nos casos de acidente, o distribuidor responsável pela segurança desse produto.

O marco normativo em vigor segue as práticas regulatórias adotadas na maioria dos países, como os estudos sobre a experiência internacional apontaram. A exploração econômica da marca na comercialização de GLP envasado é o padrão adotado na maioria dos mercados europeu, asiático e africano.

Este relatório apresentou também possibilidades de enchimento diversas que propiciam o modelo fracionado de fornecimento de GLP. O modelo é adotado em países como Canadá e EUA. Com base em tais experiências, elaboraram-se exemplos de modelos de negócios a título de exercício inicial de visualização de potenciais vantagens e desvantagens de novas regras regulatórias.

A regulação do abastecimento de GLP pode amparar circunstâncias limitadoras da competição e exige custos logísticos que poderiam ser racionalizados por arranjos comerciais alternativos. A experiência internacional reportada pode ser fonte para os aprimoramentos regulatórios discutidos, aproveitando-as como aprendizado para avaliar formas de promoção de novas alternativas de negócios e maior bem-estar ao consumidor. Os custos logísticos e aporte de capital requeridos no segmento são fontes de barreiras à entrada que podem ser explicativos da atual concentração de mercado. Além da concentração, outros indicativos apontam possibilidades não exploradas de acirramento da competição e ganhos de eficiência.

Os modelos de negócios elaborados constituem trabalhos exploratórios para contribuir com o debate sobre o assunto, esboçando benefícios e custos potenciais de algumas mudanças na regulação. Não representam, portanto, proposta consolidada de governo, ou indicam preferência por alterações normativas específicas. Trata-se tão somente de ilustrações para ajudar a compreensão do tema. Em vista dessa natureza exploratória, os exemplos de modelos de negócios abordam tecnologias e estruturas de governança passíveis de estudo e teste, porquanto não aplicadas ainda nas experiências conhecidas de mercado de GLP.

Como visto, os modelos de botijão com marca ou botijão sem marca apresentam vantagens e desvantagens. Sendo a barreira de entrada a novos agentes, a principal falha no primeiro caso e as questões relacionadas à segurança, a principal preocupação nos modelos de botijão sem marca. Nesse sentido, novas tecnologias em parte relatadas neste documento podem oferecer alternativas ou complementos à marca na rastreabilidade de cilindros de GLP, dando incentivos de reputação e responsabilização para enfrentar desafios de segurança.

Com relação ao enchimento parcial dos botijões, nos EUA existe um forte arcabouço legal quanto às questões de segurança relacionadas ao enchimento dos botijões nas mini-plantas, o que pode servir de exemplo para avaliar a possibilidade de implementação do modelo de propriedade do cliente com preenchimento remoto. Nessa possibilidade, somente botijões que se enquadrem nos requisitos de segurança regulamentados poderiam ser enchidos pelos agentes autorizados. Novamente, a tecnologia pode tornar a rastreabilidade, auditoria e fiscalização facilitadas.

Embora existam exemplos de aplicação das tecnologias de rastreamento em atividades econômicas diversas, não foram identificadas nas experiências analisadas sua utilização para distribuição e revenda dos botijões, sendo essa uma oportunidade a ser estudada para avaliação de novos modelos de negócio e aprimoramento regulatório.

Há vantagens da regulação por incentivos em outros setores, tanto em termos teóricos, como por modelos empíricos e fatos, que permitem vislumbrar oportunidades de melhoria e redução de custos de fiscalização com propostas de adoção crescente de mecanismos de mercado para incentivar os agentes a serem mais eficientes e atenderem às exigências de segurança. Essa direção de implementação de soluções de mercado alinha-se com os preceitos mais modernos de regulação, que buscam reduzir a utilização de instrumentos de comando e controle. Os avanços tecnológicos comentados são também possibilidades para serem estudados para os mesmos fins.

Assim, o que se recomenda é que os estudos avancem sobre esse tema, levando em conta os benefícios e custos ao consumidor, bem como buscando ganhos possíveis de maior diversificação de agentes e serviços.

Vale destacar que o setor de energia vem experimentando uma agenda de modernização e ampliação da concorrência. Em razão das alterações propostas pelo Novo Mercado de Gás, pela venda das refinarias da Petrobras, pelo fim da diferenciação de preços do GLP e pelos leilões de exploração e produção de óleo e gás, sobretudo os excedentes da cessão onerosa. No entanto, para assegurar que os benefícios se convertam em redução significativa dos preços finais ao consumidor, é necessário se avaliar todos os segmentos da indústria. Este capítulo indicou que o modelo atual de regulação do abastecimento de GLP pode ser fonte de restrições à livre iniciativa, barreiras à entrada e custos logísticos elevados. Em razão da evolução tecnológica, cabe avaliar a possibilidade de utilizá-la para retirar barreiras regulatórias à concorrência, sem prescindir da segurança dos usuários.

As possibilidades de enchimento de botijões sem marca e parcial apresentam benefícios potenciais aos consumidores, caso resultem de ambiente mais competitivo, com menores barreiras à entrada, mais modalidades de negócios, menos custos logísticos e mais opções de escolha de consumo. Por outro lado, há importantes implicações sobre segurança e custos de fiscalização a serem avaliados.

Cabe ao regulador mensurar os custos e benefícios e tomar a decisão de retirar barreiras regulatórias na hipótese de os benefícios superarem os custos. Pode ainda o regulador optar por transições que suavizem o seu impacto. Por exemplo, a adoção do enchimento de botijão sem marca no momento em que a tecnologia superar o problema da rastreabilidade e responsabilização. Na mesma linha, pode-se optar por iniciar o enchimento parcial em estações fixas e posteriormente possibilitar a extensão do serviço para o enchimento em bases móveis.

Por fim, importante reforçar que os novos modelos de negócios apresentados, de forma alguma, impedem que o modelo atual permaneça disponível ou se mostre superior. Trata-se, tão somente, de reduzir barreiras regulatórias e dar suporte à avaliação da ANP sobre potenciais modelos de negócios a serem explorados pelo mercado, cuidando de todos os aspectos relativos à segurança.

5. CONDIÇÕES DE ACESSO DE TERCEIROS A DUTOS E A TERMINAIS TERRESTRES

5.1. Introdução

Com o objetivo de realizar uma análise das condições de acesso de terceiros à infraestrutura dutoviária e de terminais terrestres associada à movimentação de petróleo, seus derivados líquidos e biocombustíveis, foi constituído um grupo de trabalho, no âmbito da Resolução nº 12 do CNPE, para verificar a aderência da regulamentação atual quanto à promoção da livre concorrência frente ao mercado de abastecimento de combustíveis, demais derivados de petróleo e de biocombustíveis, considerando-se, sobretudo, o histórico da evolução da indústria de petróleo no país e o ordenamento jurídico vigente, incluindo os aspectos regulatórios inerentes a tais atividades.

Nesse contexto, efetuou-se uma pesquisa relacionada à experiência internacional sobre a operação logística afeta ao tema tratado nesse estudo, buscando ampliar o conhecimento inerente à prática e aos princípios norteadores da promoção da livre concorrência no mercado de combustíveis, do acesso não discriminatório a terceiros àquela infraestrutura logística e da garantia ao abastecimento interno de cada país analisado. A experiência internacional buscou fomentar uma análise comparativa em relação às atividades adotadas no Brasil e fornecer subsídios para aperfeiçoar as práticas regulatórias existentes no território nacional sobre a indústria de *midstream* da cadeia do petróleo.

Além disso, foi analisado, detalhadamente, o regramento existente para a atuação das sociedades empresárias na atividade de movimentação de petróleo, seus derivados e de biocombustíveis, focando na Lei do Petróleo e nas resoluções da ANP (em especial as Resoluções ANP nº 251/2000, nº 35/2012, nº 52/2015, nº 716/2018, nº 729/2018 e nº 784/2019), com a finalidade de se evidenciar possíveis entraves que possam, eventualmente, dificultar ou mesmo impedir o acesso de terceiros à infraestrutura dutoviária e de terminais terrestres outorgada pela ANP.

O resultado esperado desse estudo é vislumbrar uma estrutura idealizada para a atividade de movimentação de petróleo, seus derivados e de biocombustíveis no Brasil para garantir a pretendida promoção da livre concorrência no mercado de abastecimento de combustíveis, demais derivados de petróleo e de biocombustíveis. E, para isso, são apresentadas, ao final, algumas recomendações em relação ao arcabouço atual e futuro, dada a dinâmica do mercado de petróleo e seus derivados.

5.2. Estrutura e panorama do mercado brasileiro atual

Antes de se verificar a aderência da regulamentação atual quanto à promoção da livre concorrência frente ao mercado de abastecimento de combustíveis, demais derivados de petróleo e de biocombustíveis, é conveniente fazer uma abordagem da estrutura e do panorama atual do mercado brasileiro, referente ao tema tratado neste estudo.

5.2.1. Infraestrutura dutoviária

Desde 1953, a partir da Lei nº 2.004/53, as atividades de pesquisa e lavra de jazidas, refino (exceto para as refinarias já existentes) e transporte marítimo de petróleo constituíam monopólio da União. Naquela época, a mesma lei estabeleceu, ainda, que o monopólio seria exercido pela Petrobras (órgão executor do monopólio da União) e pelo CNP (na fiscalização das atividades decorrentes do monopólio). Na prática, isso representou o monopólio da Petrobras sobre as atividades da indústria do petróleo e do gás natural, incluindo a infraestrutura dutoviária.

Contudo, no final da década de 1980, com a publicação da Constituição de 1988, algumas mudanças impactaram o funcionamento de toda a indústria de petróleo e gás no Brasil. Adicionalmente, seguiram-se outras mudanças, inseridas em um contexto mais amplo de Reforma do Estado, implementadas naquele mesmo segmento industrial na década de 1990. Destacam-se a Emenda Constitucional nº 9, de 1995, e a publicação da Lei nº 9.478, de 1997. A referida Emenda alterou o artigo 177 da Constituição Federal, determinando a quebra do monopólio da Petrobras sobre as atividades de pesquisa e lavra de jazidas, refino, importação e exportação de hidrocarbonetos e transporte marítimo ou por meio conduto de petróleo e gás natural, uma vez que estabeleceu que a União poderia contratar tais atividades junto a empresas estatais ou privadas.

A flexibilização do monopólio da Petrobras, no entanto, só pôde ser implementada com a publicação da Lei nº 9.478/97, denominada pelo mercado como “Lei do Petróleo”, a qual foi o principal marco da reforma institucional na indústria de petróleo e gás. Essa Lei ratificou a propriedade da União sobre os depósitos de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos, estabeleceu os princípios e objetivos da política energética nacional, criou o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), criou a Agência Nacional do Petróleo (ANP) e estabeleceu normas a respeito da participação de outras empresas (além da Petrobras) nas atividades da indústria petrolífera.

Apesar da flexibilização legal, o quase monopólio de fato da Petrobras persiste, fazendo com que essa estatal, por meio da subsidiária integral Transpetro (criada por força do artigo 65 da Lei nº 9.478), seja, atualmente, proprietária e controladora da maior parte dos dutos de movimentação de combustíveis líquidos no território brasileiro, além de ser a maior produtora nacional de combustíveis fósseis.

Tendo em vista que a criação e o desenvolvimento da Petrobras vêm de décadas, a classificação da maior parte da infraestrutura dutoviária como sendo “de transporte”, com base na Lei do Petróleo, foi realizada anos depois dos dutos já estarem em operação. Como essas infraestruturas foram criadas exclusivamente para atendimento das necessidades de movimentação de produtos da própria Petrobras e não foram adaptadas para contemplar, concomitante, as necessidades de outras empresas, relacionadas àquela mesma atividade, existem restrições para o efetivo compartilhamento de alguns oleodutos de transporte com terceiros:

- alguns dutos são iniciados ou terminam em tancagens que não são de terminais, mas de outros tipos de instalações (refinarias, centrais petroquímicas), cujo acesso por terceiros seja de operacionalização problemática, embora implicitamente previsto em norma infralegal.

- a programação e a operação dutoviária historicamente foi baseada na priorização da movimentação de grandes volumes provenientes das refinarias da Petrobras e não de pequenos volumes de produto de outros agentes, o que implica em dificuldades em realizar a movimentação desses volumes, considerando a programação definida pela estatal.
- a diferenciação entre “trechos” e “dutos” foi realizada pela Petrobras, não havendo qualquer intervenção no sentido de reavaliar toda a malha dutoviária da empresa para verificar, por exemplo, se existem dutos com extensão inferior a 15 km, que a estatal ou a autorização vigente trata separadamente. Com isso, reduz-se o poder de fiscalização e de ajustamento do agente regulatório do uso e de acesso à terceiros a malha da Petrobras.
- apesar de ocorrer desde a década de 70, a movimentação de biocombustíveis (principalmente etanol) nos dutos juntamente com os hidrocarbonetos produzidos pela Petrobras gera problemas operacionais para os quais a infraestrutura da Petrobras e a operação da Transpetro ainda está se adaptando, tais como: (i) formação de interface; e (ii) segregação da tancagem de etanol dentro de refinarias (a REDUC é um exemplo disso).
- a dificuldade de diferenciar os dutos com extremidades em terminais situados em áreas portuárias privadas - em Terminais de Uso Privado (TUPs) – daqueles ligados a instalações portuárias situadas em Portos Organizados (públicos) é fato relevante, a respeito da classificação dos dutos e da preferência do proprietário.

Essas restrições se tornam ainda mais relevantes quando se verifica que os derivados de petróleo produzidos no Brasil são comercializados majoritariamente pela Petrobras para empresas distribuidoras de combustíveis líquidos, disponibilizando a entrega desses derivados em três pontos:

- (i) nos arredores das refinarias pertencentes à empresa;
- (ii) em terminais terrestres ligados aos oleodutos que conectam as refinarias aos centros consumidores, sendo toda essa infraestrutura de propriedade da Petrobras;
- (iii) em terminais aquaviários, para onde os combustíveis são movimentados via cabotagem, pela própria Petrobras.

Logo, a atividade de transporte de combustíveis líquidos, na atualidade, é realizada quase que exclusivamente pelo Grupo Petrobras, por meio de oleodutos ou de cabotagem, na condição de quase monopolista.

A permanência da verticalização do Grupo Petrobras, apesar do chamado “fim do monopólio” legal da estatal, propiciou uma série de barreiras à entrada, advindas da estrutura do mercado no segmento logístico da indústria do petróleo.

Sabe-se que o Brasil possui uma malha de dutos importante para o abastecimento nacional de combustíveis. Segundo a ANP, em 2018, o país contava com 718 dutos destinados à movimentação de petróleo, seus derivados, gás natural e outros produtos, perfazendo 21,3 mil km (ANP, 2019a). Embora os oleodutos enfrentem a concorrência de outras modalidades de transporte, para determinados volumes e distâncias, o transporte dutoviário de produtos combustíveis, quando comparado com outros modos de transporte, como o rodoviário

e ferroviário, geralmente se apresenta como alternativa econômica mais vantajosa, confiável e segura (RENNÓ; LEMGRUBER, 2009).

Contudo, conforme observado na Figura 67, após a década de 90, houve acentuada desaceleração nos investimentos em oleodutos pela Petrobras. Ressalta-se que, antes de concluir algo sobre essa desaceleração, é necessário avaliar a utilização efetiva dos dutos existentes e as necessidades de ampliação.

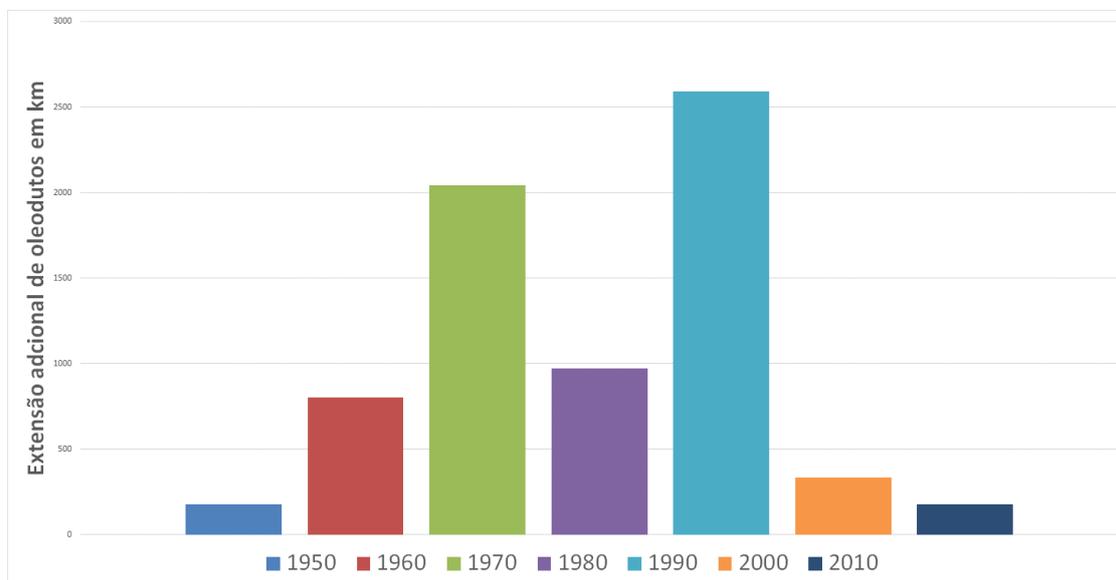


Figura 67 - Expansão da malha dutoviária de propriedade da Petrobras (ANP, 2018b).

A partir da Figura 68, apresentada a seguir, nota-se a relevância logística dos oleodutos, comparando-se o volume total de derivados historicamente vendidos anualmente pelas distribuidoras no país e o volume total de produtos movimentados nos dutos de transporte da Transpetro, com extensão superior a 15 km (dutos longos).

É importante destacar que o crescimento nas vendas de combustíveis ao longo dos últimos anos não foi acompanhado por aumento do volume transportado por dutos longos, que se manteve praticamente estável desde 2000. A participação do transporte dutoviário em relação ao total comercializado de derivados apresentou tendência de queda no período analisado.

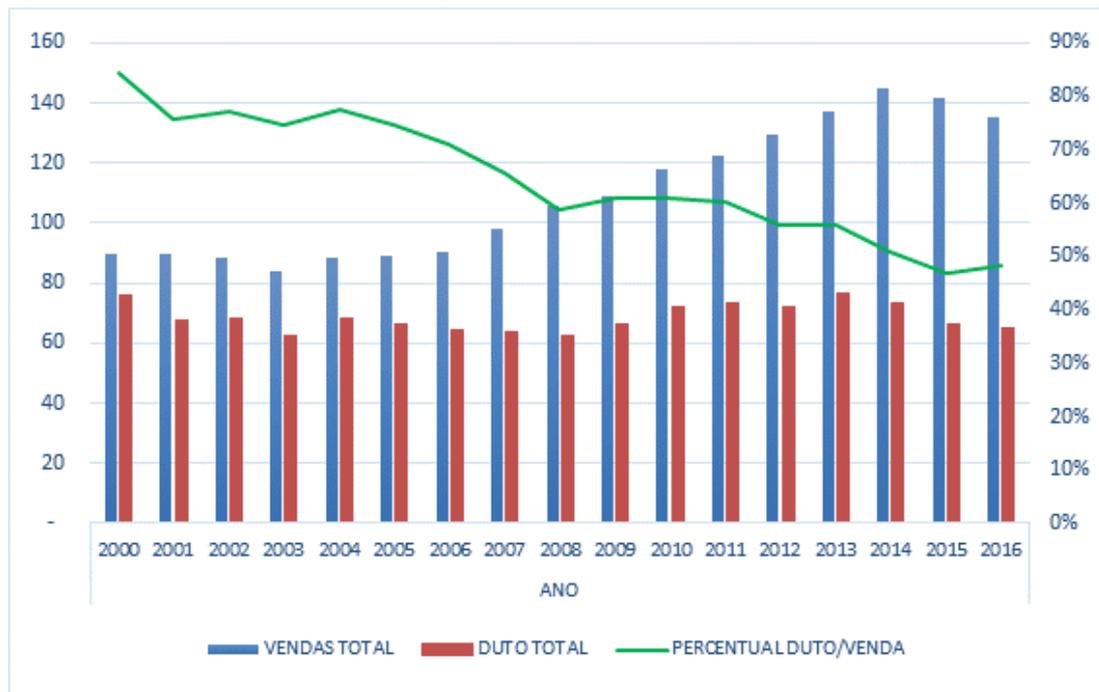


Figura 68 - Venda anual de combustíveis (em bilhões de litros) versus movimentação anual em dutos de transporte de propriedade da Petrobras, com extensão superior a 15 km (ANP, 2018b).

A concorrência com os demais modos de transporte existentes no Brasil, em especial o modal rodoviário, poderia explicar essa tendência de estagnação ou até mesmo redução no uso dos dutos longos. Entretanto, considerando-se que em longas distâncias sabidamente o frete dutoviário apresenta menor valor dentre todos os modos de transporte de combustíveis, tal explicação não encontra embasamento.

Na Figura 69 está apresentado o desenho esquemático da infraestrutura e de fluxos logísticos de combustíveis no território brasileiro. Verifica-se que o combustível fóssil produzido nas Refinarias e nos Polos de Processamento de Gás Natural da Petrobras, quando não é transportado dessas instalações e segue diretamente para as distribuidoras de combustíveis, precisa ser movimentado por meio dos terminais aquaviários (cabotagem) ou da malha de oleodutos de transporte pertencentes a essa mesma empresa, para ser entregue ao mercado.

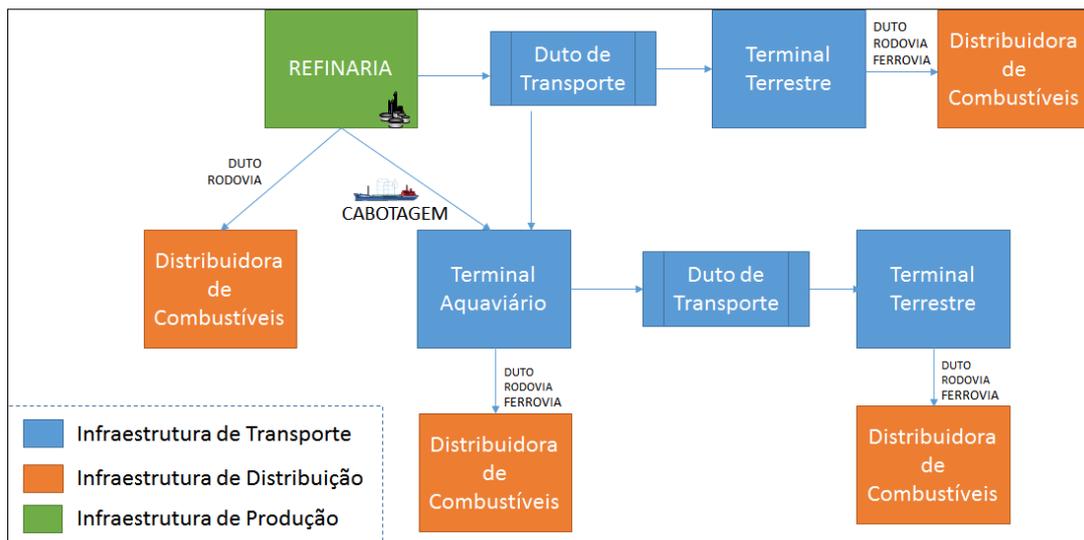


Figura 69 - Fluxos usuais de transporte para os Combustíveis Nacionais (ANP, 2018b).

Na Figura 70 é apresentada a atual malha de transporte brasileira, podendo-se notar a diversificação empresarial existente nos terminais e a concentração dos oleodutos da Petrobras na costa brasileira, enfatizando que este último aspecto está associado em grande medida a maior densidade populacional no litoral brasileiro. Ressalta-se que, comparativamente a outros países de extensão territorial comparável, a malha de dutos brasileira ainda é pequena.

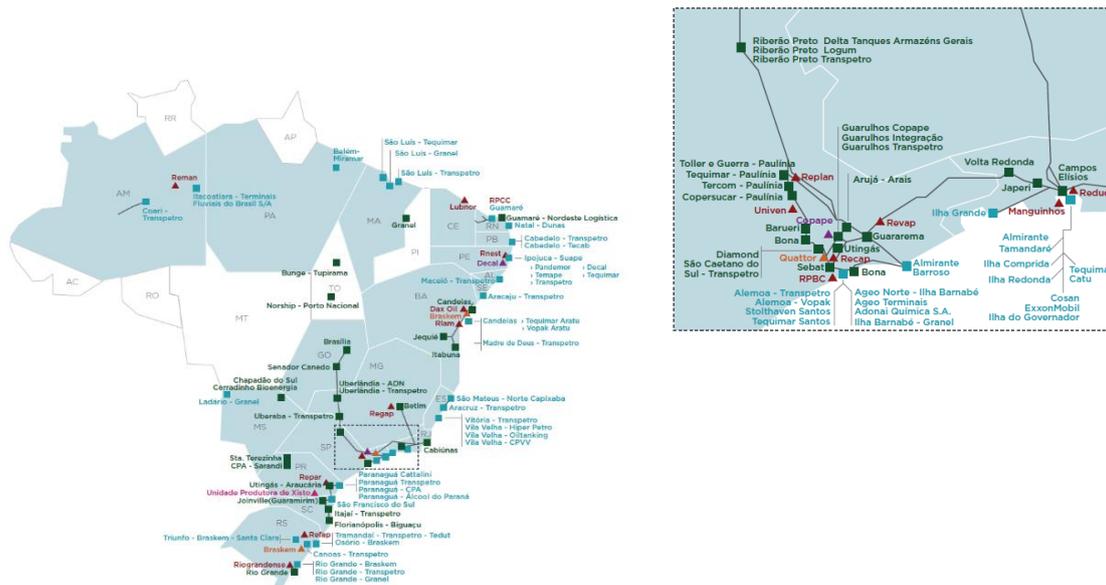


Figura 70- Infraestrutura de transporte de petróleo e derivados (ANP, 2018b).

Com relação ao fluxo para os derivados importados, apresentado na Figura 71, a infraestrutura de transporte tem início não somente nas Refinarias e UPGNs, mas nos terminais marítimos, cuja participação da Petrobras atualmente gira em torno de 48% da capacidade total de armazenagem para combustíveis líquidos ou de 51%, considerando-se combustíveis líquidos e GLP.

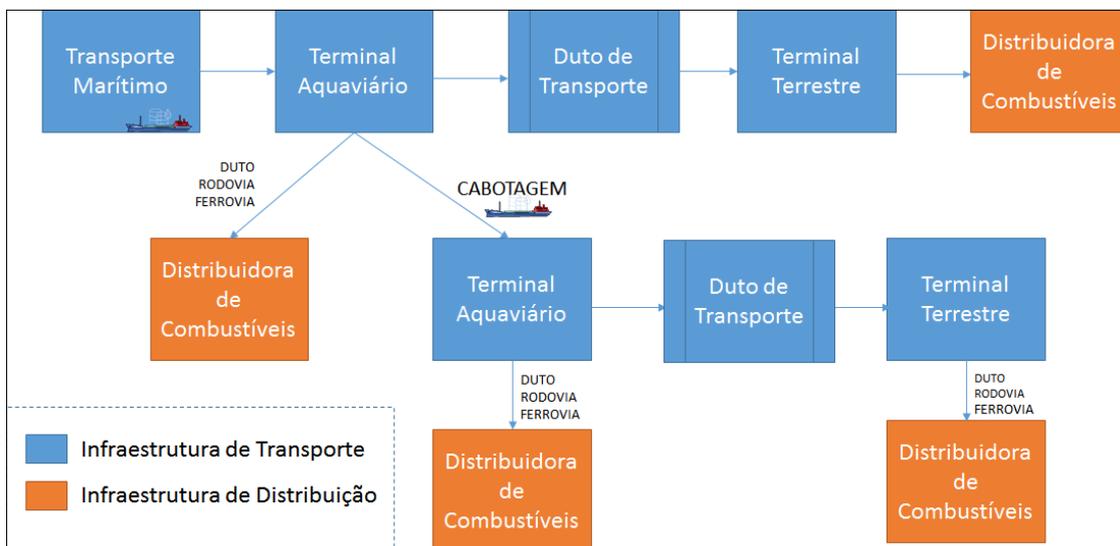


Figura 71 - Fluxos usuais para os Combustíveis Importados (ANP, 2018b).

Dada a natureza dos investimentos em dutos de grande porte, intensivos em capital e de longa amortização, as decisões de investimento em projetos são consequências do direcionamento estratégico a ser adotado pela empresa.

Recentemente, entre os anos 2017 e 2019, houve o reposicionamento estratégico da Petrobras. Entende-se que este movimento pode interferir imensamente não só na infraestrutura logística brasileira, mas em todo o mercado de *downstream*, por conta das alterações na sua política de preços de derivados e nas possibilidades de desinvestimentos. Tais aspectos podem interferir de modo relevante no funcionamento da cadeia logística dos combustíveis líquidos e no ambiente de negócios, com reflexos na atração de novos investimentos na infraestrutura dutoviária nacional.

A depender da logística de cada produto, estabelecido com o intuito de reduzir fretes para fornecimento ao mercado a preço competitivo, a curto e médio prazos, eventualmente, o produto importado e recebido em terminais aquaviários também precisaria passar pelos dutos de transporte. Nesse sentido, o investimento em novos dutos para atender à importação poderia ser viável, desde que exista um mercado com plena concorrência entre os agentes, com a maior diversidade de operadores.

No caso de inexistência de ativos próprios ou de empresas operadoras, os importadores necessitariam utilizar a infraestrutura da Petrobras. O acesso a essas estruturas é objeto de discussão em diversos países, na medida em que, a primeira e mais notória barreira à entrada imposta por empresas na defesa de sua fatia de mercado nos mercados concorrenciais à montante e à jusante está justamente no modo de uso dos dutos e da infraestrutura de terminais.

Atualmente, existem poucos pleitos de agentes econômicos interessados em construir dutos de grande extensão, com interconexão à infraestrutura existente, para o escoamento de seus produtos. O único exemplo recente desse caso é o empreendimento mobilizado pela Logum, que coleta etanol nas regiões produtoras na Região Centro-Oeste, Triângulo Mineiro e Oeste de São Paulo, transporta por meio de duto exclusivo para etanol até Paulínia/SP, onde se integra ao sistema de polidutos da Petrobras, operado pela Transpetro. Dali, o produto pode seguir para grandes centros de consumo do combustível, tais como as regiões metropolitanas de São Paulo e do Rio de Janeiro. Assim, mesmo uma operação de transporte de produtos não refinados pela Petrobras depende da infraestrutura e da operação desse grupo.

A pouca diversidade de agentes no transporte dutoviário provavelmente tem relação direta com a situação de quase monopólio no refino. O Grupo Petrobras detém a quase totalidade da capacidade refino no Brasil e, por vezes, se encarrega também do transporte primário dos produtos refinados. Por esse motivo, há pouco ou nenhum interesse de outras empresas em investir, de forma independente, em logística de transporte dutoviário de combustíveis fósseis. É fato também que, nos últimos anos, a Petrobras tem se reposicionado para priorizar seus investimentos em Exploração & Produção em águas profundas e ultra-profundas, com consequente redução proporcional nos investimentos em refino e logística de abastecimento.

Espera-se que essa situação se reverta com a venda de parte do parque de refino da Petrobras. Após assinatura de Termo de Compromisso de Cessão (TCC) com o CADE, a Petrobras anunciou que colocaria à venda 8 refinarias no Brasil, processo que deve ser concluído até o final de 2021. O TCC prevê que a Petrobras deve alienar não só as refinarias, mas também a infraestrutura de suprimento de petróleo e escoamento de derivados associada. Os teasers de venda divulgados pela Petrobras preveem a venda conjunta, para cada comprador interessado, de uma refinaria e da sua logística associada – por exemplo, o teaser do “cluster REPAR” contém não só a refinaria em Araucária/PR, mas também os oleodutos longos OPASC, OLAPA e OSPAR

(PETROBRAS, 2019). É de se esperar que a venda conjunta de uma refinaria e sua logística associada tende a ser mais valorizada, se comparada à venda separada de cada um dos ativos. Todavia, com isso, existe o risco de manutenção de posição dominante sobre o transporte nos trechos de oleodutos vendidos, já que a propriedade da infraestrutura passará de um carregador (Petrobras) para outro (o novo detentor da refinaria). Assim, nesse modelo de venda, se comparado com um modelo de venda separada de refinarias e dutos de derivados, há menor probabilidade de o processo promover mais concorrência entre carregadores num mesmo trecho.

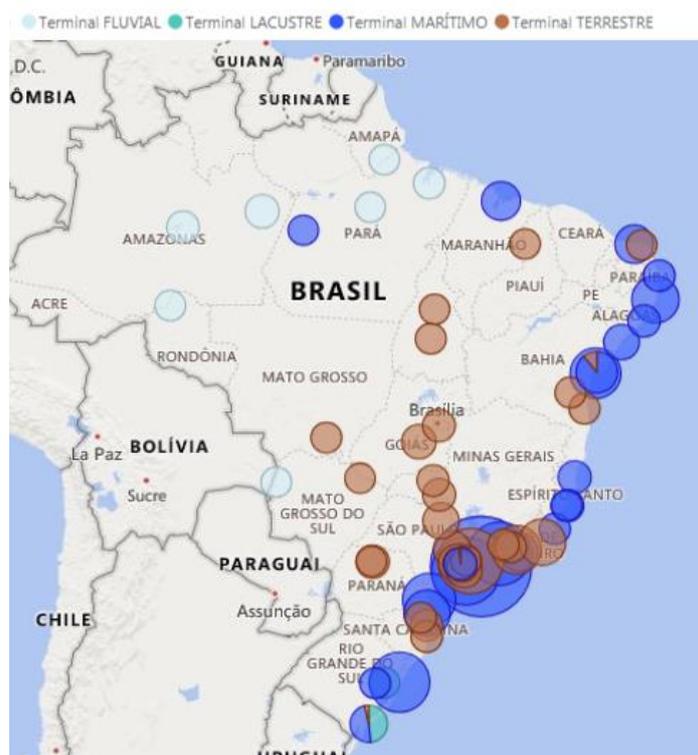
Como preconiza a regulação da ANP (Resolução ANP nº 35/2012), os operadores de dutos longos não podem realizar a atividade de refino ou de comercialização de derivados, existindo, portanto, a obrigação de desverticalização jurídica na atividade de transporte dutoviário. Ou seja, os novos refinadores deveriam constituir uma nova empresa para operar as instalações de transporte, nos moldes da Petrobras/Transpetro, ou contratar uma outra empresa para realizar as operações.

É importante também observar que os acordos individuais de compra e venda de cada cluster refinaria-dutos-terminais devem prever um prazo de transição para curva de aprendizado sobre a operação de cada ativo. Isso pode envolver, inclusive, situações em que a Transpetro continue operando dutos e terminais para os compradores das refinarias durante algum tempo. Após esse prazo, os novos refinadores devem decidir se continuam contratando a Transpetro para operar esses ativos, se constituem outra empresa para desempenhar esse papel ou se contratam um outro operador independente.

5.2.2. Infraestrutura de terminais

O Brasil possui cento e onze terminais autorizados a operar. Esses podem ser classificados, quanto a sua localização, em lacustre, terrestre, fluvial e marítimo. No mapa a seguir estão ilustrados os terminais existentes no país.

Mapa 1 – Terminais por tipo de localização.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados de sistema (ANP, 2019b).

Em complemento ao mapa, na Tabela 23 é mostrado o quantitativo de terminais por região e por tipo.

Tabela 23 – Quantidade de terminais por região e por tipo.

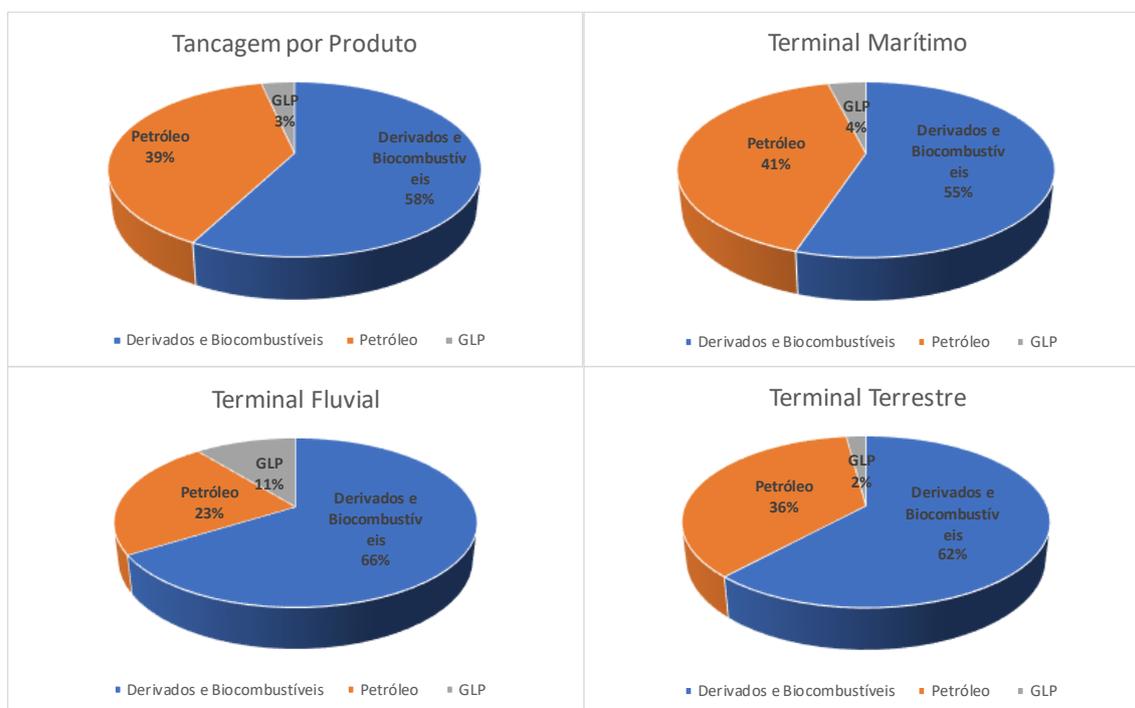
Região	FLUVIAL	LACUSTRE	MARÍTIMO	TERRESTRE	Total
Centro Oeste	1			4	5
Nordeste			17	5	22
Norte	6		1	2	9
Sudeste			23	31	54
Sul		2	12	7	21
Total Geral	7	2	53	49	111

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de sistema (ANP, 2019b).

Pode-se constatar que a região que concentra o maior número de terminais é a Região Sudeste, local com maior capacidade de refino e maior consumo de combustível do país. Dentre os diferentes tipos de terminais, o marítimo representa quase a metade do número de instalações. Esse fato pode ser explicado pela necessidade de se receber produto nos portos brasileiros, tanto o petróleo que supre as refinarias quanto parte dos derivados que abastecem o país são movimentados por transporte marítimo.

Após verificar o quantitativo de terminais, outro ponto importante de análise é a capacidade de armazenagem de petróleo, derivados e biocombustíveis que tais instalações possuem. No Gráfico 7 é mostrada a capacidade total dos terminais, por percentual de produto e por tipo (os terminais lacustres só possuem tancagem de derivados e biocombustíveis).

Gráfico 7 - Capacidade dos terminais.



Fonte: Elaboração própria a partir de dados de sistema (ANP, 2019b).

Ilustra-se também, conforme Tabela 24, a quantidade total de armazenagem, por tipo de terminal e por produto. Pode-se notar que os terminais marítimos representam 68% da capacidade de armazenagem, ou seja, embora os terminais marítimos sejam em torno de 43% do número total de terminais, sua capacidade média de armazenagem é superior aos dos outros tipos de terminais.

Vários fatores estão relacionados para levar a esse resultado. Notadamente, a população brasileira está mais concentrada no litoral, juntamente com a demanda por combustíveis. Os terminais marítimos devem ter capacidade de armazenamento para lidar com a carga e descarga de navios tanque. Como os lotes econômicos de transporte na navegação de cabotagem e longo curso são naturalmente maiores que no transporte rodoviário, ferroviário e na navegação interior, é esperado que as capacidades de armazenamento dos terminais marítimos sejam também superiores aos terminais terrestres, fluviais e lacustres. Por outro lado, o transporte dutoviário de longa distância também tem potencial de envolver capacidades de armazenagem maiores, embora como já foi dito, a malha de dutos brasileira seja reduzida, se contraposta a outros países de extensão territorial comparável.

Tabela 24 – Capacidade de armazenagem (metros cúbicos)

Tipo de Terminal	Derivados e Biocombustíveis	Petróleo	GLP	Total por Terminal	Percentual
Terminal FLUVIAL	178.540	62.531	29.145	270.216	2,0%
Terminal LACUSTRE	128.219	-	-	128.219	0,9%
Terminal MARÍTIMO	5.154.449	3.847.072	363.506	9.365.027	67,6%
Terminal TERRESTRE	2.524.604	1.478.696	84.050	4.087.350	29,5%
Total	7.985.812	5.388.299	476.701	13.850.812	100,0%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de sistema (ANP, 2019b).

5.2.2.1. Infraestrutura de terminais terrestres

Os Terminais terrestres, por sua vez, representam cerca de 30% da capacidade de armazenagem. Atualmente, dos quarenta e nove terminais terrestres autorizados, quarenta e um estão operando com clientes e armazenando produtos. Destes, doze movimentam, exclusivamente, uma única classe de produtos: oito movimentam exclusivamente etanol, três movimentam apenas gases e um movimentam apenas óleo lubrificante. Dessa forma, a maioria dos terminais armazena mais de uma classe de produto. Na Tabela 25 está sintetizado o número de terminais terrestres por região e a capacidade de armazenagem por produto.

Tabela 25 – Terminais terrestres por região e produto (metros cúbicos).

Região	Nº de Terminais	Derivados e Biocombustíveis	GLP	Petróleo	Total Geral
NORTE	2	21.842			21.842
CENTRO OESTE	4	216.013	29.846		245.859
NORDESTE	5	96.574	9.783	167	106.524
SUL	7	209.417	8.657	527	218.601
SUDESTE	31	2.171.587	35.764	1.478.002	3.685.353
Total Geral	49	2.715.433	84.050	1.478.696	4.278.179

Fonte: Elaboração própria a partir de dados de sistema (ANP, 2019b).

É importante ressaltar que alguns terminais terrestres da Transpetro (discriminados a seguir) prestam serviço de entrega de derivados para a Petrobras. Esses terminais estão ligados por duto às refinarias e funcionam como polos de entrega avançados do produtor. A operação consiste em entrega de derivados por carregamento rodoviário para os distribuidores que possuem contrato de compra e venda de derivados homologados com a Petrobras. Esses distribuidores precisam ter um contrato de cessão de espaço de biocombustíveis com a Transpetro, pois o produto é retirado do terminal já misturado, estando especificado para o consumo final. Assim, os distribuidores necessitam possuir volumes de biocombustíveis estocados no terminal da Transpetro. Além desse tipo de operação, esses terminais podem trabalhar ligados por dutos às bases de combustíveis, fazendo expedição dutoviária e rodoviária⁶⁶. Esse tipo de terminal terrestre é conhecido pelos agentes do mercado de combustíveis como base democrática.

⁶⁶ No caso do terminal de Candeias, a expedição é ferroviária e dutoviária.

Os terminais terrestres brasileiros, discriminados por região, são apresentados a seguir:

Região Norte

A Região Norte possui dois terminais, ambos localizados no Tocantins e com capacidade de armazenagem de derivados e biocombustíveis. Os terminais são:

- **CONSÓRCIO PEDRO AFONSO - BUNGE**, localizada no município de TUPIRAMA/TO. Com tancagem de derivados e biocombustíveis de 4.177 m³. Não existem declarações de clientes movimentando produto no terminal.
- **NORSHIP**, localizada no município de PORTO NACIONAL/TO. Com tancagem de derivados e biocombustíveis de 1.7665 m³. O terminal movimenta os seguintes produtos: aditivos, etanol, óleo diesel B e/ou biodiesel, gasolinas e óleo diesel. Esses produtos são movimentados para o(s) cliente(s): ALESAT COMBUSTÍVEIS S. A., DISLUB COMBUSTÍVEIS LTDA., DISTRIBUIDORA TABOÇÃO LTDA., IPIRANGA PRODUTOS DE PETRÓLEO S.A e TDC DISTRIBUIDORA DE COMBUSTÍVEIS S/A..

Região Centro Oeste

A Região Centro Oeste possui 4 terminais, um em cada estado (DF, GO, MT e MS). Desses terminais, dois são da Transpetro e estão ligados ao oleoduto OSBRA, que tem origem dentro da refinaria REPLAN, em Paulínia/SP, e termina em Brasília/DF. Cabe destacar que todos os terminais terrestres no Centro Oeste possuem um único cliente. Segue descrição dos terminais:

- **TRANSPETRO BRASILIA**, localizada no município de BRASILIA/DF. Com tancagem de derivados e biocombustíveis de 72.351 m³ e com tancagem de GLP de 9.528 m³. O terminal movimenta os seguintes produtos: gasolinas, óleo diesel e outros insumos brutos. Esses produtos são movimentados para a PETROLEO BRASILEIRO S/A.
- **TRANSPETRO SENADOR CANEDO (base democrática)**, localizada no município de SENADOR CANEDO/GO. Com tancagem de derivados e biocombustíveis de 122.359 m³ e com tancagem de GLP de 20.318 m³. O terminal movimenta os seguintes produtos: gasolinas, óleo diesel e outros insumos brutos. Esses produtos são movimentados para a PETROLEO BRASILEIRO S/A. O terminal opera com entrega dutoviária para as bases e carregamento rodoviário diretamente para os distribuidores.
- **CERRADINHO LOGISTICA LTDA**, localizada no município de CHAPADÃO DO SUL/MS. Com tancagem de derivados e biocombustíveis de 4.393 m³. Não existem declarações de clientes movimentando produto no terminal.
- **TECIAP**, localizada no município de RONDONOPOLIS/MT. Com tancagem de derivados e biocombustíveis de 16.910 m³. O terminal movimenta os seguintes produtos: etanol, óleo diesel B e/ou biodiesel, gasolinas e óleo diesel. Esses produtos são movimentados para a CIAPETRO DISTRIBUIDORA DE COMBUSTÍVEIS LTDA..

Região Nordeste

A Região Nordeste possui cinco terminais, sendo três na Bahia, um no Piauí e um no Rio Grande do Norte. Os terminais da Bahia fazem parte ao sistema interligado ao oleoduto ORSUB, o produto é bombeado da refinaria RLAM em São Francisco do Conde/BA para TEMADRE (Terminal Marítimo Madre de Deus) e de lá o produto é bombeado, via ORSUB, para os terminais de Jequié/BA e Itabuna/BA. Segue descrição dos terminais:

- **TRANSPETRO CANDEIAS**, localizado no município de CANDEIAS/BA, este terminal esta conectado por dois dutos com a RLAM. Possui tancagem de derivados e biocombustíveis de 36.417 m³. O terminal movimenta os seguintes produtos: gasolinas e óleo diesel. Esses produtos são movimentados para a PETROLEO BRASILEIRO S/A.. Além de entregar por duto para a base das distribuidoras, o terminal operava com descarga ferroviária, mas o serviço foi suspenso.
- **TRANSPETRO ITABUNA (base democrática)**, localizado no município de ITABUNA/BA. Com tancagem de derivados e biocombustíveis de 23.377 m³, com tancagem de GLP de 4.798 m³ e com armazenagem de petróleo de 167 m³. O terminal movimenta os seguintes produtos: etanol, óleo diesel B e/ou biodiesel, gases, gasolinas, óleo diesel e outros insumos brutos. Esses produtos são movimentados para os clientes: ALESAT COMBUSTÍVEIS S. A., ATLÂNTICA PRODUTOS DE PETRÓLEO LTDA., LARCO COMERCIAL DE PRODUTOS DE PETRÓLEO LTDA., PETROBAHIA S/A, PETROBRAS DISTRIBUIDORA S.A., PETROLEO BRASILEIRO S/A, RAIZEN COMBUSTÍVEIS S.A. e TEMAPE - TERMINAIS MARÍTIMOS DE PERNAMBUCO LTDA.. Esses clientes declaram estoque inicial e final na Transpetro. No entanto, a operação do terminal consiste em prestar serviço para a Petrobras, funcionando como um polo de entrega de derivados da refinaria para os distribuidores.
- **TRANSPETRO JEQUIÉ (base democrática)**, localizado no município de JEQUIÉ/BA. Com tancagem de derivados e biocombustíveis de 23.230 m³ e com tancagem de GLP de 4.985 m³. O terminal movimenta os seguintes produtos: etanol, óleo diesel B e/ou biodiesel, gases, gasolinas, óleo diesel e outros insumos brutos. Esses produtos são movimentados para os clientes: ALESAT COMBUSTÍVEIS S. A., ATLÂNTICA PRODUTOS DE PETRÓLEO LTDA., LARCO COMERCIAL DE PRODUTOS DE PETRÓLEO LTDA., PETROBAHIA S/A, PETROBRAS DISTRIBUIDORA S.A., PETROLEO BRASILEIRO S/A. Esses clientes declaram estoque inicial e final na Transpetro. No entanto, a operação do terminal consiste em prestar serviço para a Petrobras, funcionando como um polo de entrega de derivados da refinaria para os distribuidores.
- **GRANEL QUÍMICA TERESINA**, localizado no município de TERESINA/PI. Com tancagem de derivados e biocombustíveis de 7.636 m³. O terminal movimenta os seguintes produtos: aditivos, etanol, óleo diesel B e/ou biodiesel, gasolinas e óleo diesel. Esses produtos são movimentados para os clientes: ALESAT COMBUSTÍVEIS S. A. e TDC DISTRIBUIDORA DE COMBUSTÍVEIS S/A..
- **NORDESTE LOGÍSTICA TERMINAL TERRESTRE DE GUAMARÉ**, localizado no município de PEDRA GRANDE/RN. Com tancagem de derivados e biocombustíveis de 5.914 m³. O terminal movimenta os seguintes produtos: etanol, óleo diesel B e/ou biodiesel, gasolinas e óleo diesel. Esses produtos são movimentados para os clientes: DISLUB COMBUSTÍVEIS LTDA., FAN - DISTRIBUIDORA DE PETRÓLEO LTDA., NORDESTE LOGÍSTICA LTDA., TEMAPE - TERMINAIS MARÍTIMOS DE PERNAMBUCO LTDA. e YPETRO DISTRIBUIDORA DE COMBUSTÍVEIS S.A..

Região Sul

A Região Sul possui sete terminais, sendo três no Paraná, três em Santa Catarina e um no Rio Grande do Sul. Os terminais de Santa Catarina estão conectados ao oleoduto OPASC e são responsáveis por grande parte do abastecimento de combustíveis no estado. O produto que alimenta o OPASC tem como origem a refinaria REPAR, em Araucária/PR, podendo ser produzido na própria refinaria, importado ou chegando de cabotagem (o Porto de Paranaguá é ligado por

duto, OLAPA, na REPAR). O Terminal do Rio Grande do Sul pertence a Refinaria Riograndense e serve para que a mesma possa entregar produtos aos seus clientes. Os terminais apresentam as seguintes características:

- **CPA -TERMINAL DE SARANDI**, localizado no município de SARANDI/PR. Com tancagem de derivados e biocombustíveis de 91.419 m³. O terminal movimentava os seguintes produtos: aditivos, etanol, óleo diesel B e/ou biodiesel, gasolinas, óleo diesel, óleos combustíveis e querosenes. Esses produtos são movimentados para os clientes: ALESAT COMBUSTÍVEIS S. A., BATUVY DISTRIBUIDORA DE COMBUSTÍVEIS LTDA, CIAPETRO DISTRIBUIDORA DE COMBUSTÍVEIS LTDA, COOPERATIVA AGRICOLA REGIONAL DE PRODUTORES DE CANA LTD, CPA TRADING S.A, ESTRADA DISTRIBUIDORA DE DERIVADOS DE PETRÓLEO LTDA., RAIZEN CAARAPO ACUCAR E ALCOOL LTDA, RAIZEN CENTROESTE ACUCAR E ALCOOL LTDA, RAIZEN COMBUSTÍVEIS S.A., RAIZEN ENERGIA S.A, RAIZEN MIME COMBUSTIVEIS S/A., RAIZEN PARAGUACU LTDA, RODOIL DISTRIBUIDORA DE COMBUSTÍVEIS LTDA, ROYAL FIC DISTRIBUIDORA DE DERIVADOS DE PETRÓLEO S/A e USINA DE ACUCAR SANTA TEREZINHA LTDA..

- **USINA DE AÇUCAR SANTA TEREZINHA**, localizada no município de MARINGÁ/PR. Com tancagem de derivados e biocombustíveis de 2.800 m³. Não existem declarações de clientes movimentando produto no terminal.

- **UTINGÁS ARAUCÁRIA**, localizado no município de ARAUCÁRIA/PR. Com tancagem de GLP de 2.117 m³. O terminal movimentava os seguintes produtos: gases. Esses produtos são movimentados para os clientes: COMPANHIA ULTRAGAZ S A, COPAGAZ DISTRIBUIDORA DE GÁS S/A., LIQUIGÁS DISTRIBUIDORA S.A., SUPERGASBRAS ENERGIA LTDA, USEGÁS DISTRIBUIDORA DE GÁS LTDA. - EPP e UTINGÁS ARMAZENADORA S.A..

- **TERMINAL DA REFINARIA DE PETRÓLEO RIOGRANDENSE S.A.**, localizado no município de RIO GRANDE/RS. Com tancagem de derivados e biocombustíveis de 7.809 m³. O terminal movimentava os seguintes produtos: aditivos, etanol, óleo diesel B e/ou biodiesel, gasolinas, nafta, óleo diesel, óleos combustíveis, outros derivados leves e querosenes. Esses produtos são movimentados para os clientes: BRASKEM S/A, CIAPETRO DISTRIBUIDORA DE COMBUSTÍVEIS LTDA, DISTRIBUIDORA DE PRODUTOS DE PETRÓLEO CHARRUA LTDA, IPIRANGA PRODUTOS DE PETRÓLEO S.A, PETROBRAS DISTRIBUIDORA S.A., RAIZEN COMBUSTÍVEIS S.A., RODOIL DISTRIBUIDORA DE COMBUSTÍVEIS LTDA e SIM DISTRIBUIDORA DE COMBUSTIVEIS LTDA..

- **TRANSPETRO BIGUAÇU (base democrática)**, localizado no município de BIGUAÇU/SC. Com tancagem de derivados e biocombustíveis de 38.344 m³. O terminal movimentava os seguintes produtos: aditivos, etanol, óleo diesel B e/ou biodiesel, gasolinas, óleo diesel e outros insumos brutos. Esses produtos são movimentados para os clientes: ALESAT COMBUSTÍVEIS S. A., CARGILL AGRICOLA S A, IDAZA DISTRIBUIDORA DE PETRÓLEO LTDA, PETROBRAS DISTRIBUIDORA S.A., PETROLEO BRASILEIRO S/A, RAIZEN MIME COMBUSTIVEIS S/A. e RODOIL DISTRIBUIDORA DE COMBUSTÍVEIS LTDA.. Esses clientes declaram estoque inicial e final na Transpetro. No entanto, a operação do terminal consiste em prestar serviço para a Petrobras, funcionando como um polo de entrega de derivados da refinaria para os distribuidores.

- **TRANSPETRO GUARAMIRIM (base democrática)**, localizado no município de GUARAMIRIM/SC. Com tancagem de derivados e biocombustíveis de 19.083 m³. O terminal movimentava os seguintes produtos: etanol, óleo diesel B e/ou biodiesel, gasolinas, óleo diesel e outros insumos brutos. Esses produtos são movimentados para os clientes:

IDAZA DISTRIBUIDORA DE PETRÓLEO LTDA, PETROBRAS DISTRIBUIDORA S.A., PETROLEO BRASILEIRO S/A e RODOIL DISTRIBUIDORA DE COMBUSTÍVEIS LTDA.. Esses clientes declaram estoque inicial e final na Transpetro. No entanto, a operação do terminal consiste em prestar serviço para a Petrobras, funcionando como um polo de entrega de derivados da refinaria para os distribuidores.

- **TRANSPETRO ITAJAÍ (base democrática)**, localizado no município de ITAJAÍ/SC. Com tancagem de derivados e biocombustíveis de 49.962 m³, com tancagem de GLP de 6.540 m³ e com armazenagem de petróleo de 527 m³. O terminal movimenta os seguintes produtos: etanol, óleo diesel B e/ou biodiesel, gases, gasolinas, óleo diesel e outros insumos brutos. Esses produtos são movimentados para os clientes: ALESAT COMBUSTÍVEIS S. A., CIAPETRO DISTRIBUIDORA DE COMBUSTÍVEIS LTDA, IDAZA DISTRIBUIDORA DE PETRÓLEO LTDA, MAXSUL DISTRIBUIDORA DE COMBUSTÍVEIS LTDA., PETROBRAS DISTRIBUIDORA S.A., PETROLEO BRASILEIRO S/A, RAIZEN MIMME COMBUSTÍVEIS S/A. e ROYAL FIC DISTRIBUIDORA DE DERIVADOS DE PETRÓLEO S/A.. Esses clientes declaram estoque inicial e final na Transpetro. No entanto, a operação do terminal consiste em prestar serviço para a Petrobras, funcionando como um polo de entrega de derivados da refinaria para os distribuidores.

Região Sudeste

A Região Sudeste possui trinta e um terminais terrestres, cinco em Minas Gerais, quatro no Rio de Janeiro e vinte e dois em São Paulo, maior mercado consumidor e local onde se encontra o maior parque de refino do país. Em Minas Gerais, temos dois polos de entrega de produtos ligados ao oleoduto OSBRA, em Uberaba/MG e Uberlândia/MG. Os polos de Volta Redonda/RJ e Barra Mansa/RJ recebem produto do oleoduto OSRIO e só entregam para a BR Distribuidora. Segue descrição dos terminais terrestres da Região Sudeste:

- **LOGUM UBERABA**, localizado no município de UBERABA/MG. Com tancagem de derivados e biocombustíveis de 24.000 m³. O terminal movimenta etanol. Esse produto é movimentado para os clientes da LOGUM LOGÍSTICA S.A., que recebe produto das usinas e dos distribuidores e encaminha para os outros terminais da própria Logum, fornecendo o serviço de transporte de produto por modal dutoviário.

- **SUPERGASBRAS ENERGIA LTDA (EX-SHV)**, localizado no município de BETIM/MG. Com tancagem de GLP de 2.581 m³. O terminal movimenta os seguintes produtos: gases. Esses produtos são movimentados para os clientes: COPAGAZ DISTRIBUIDORA DE GÁS S/A. e SUPERGASBRAS ENERGIA LTDA.

- **TAU - TERMINAL ADN UBERLÂNDIA**, localizado no município de UBERLÂNDIA/MG. Com tancagem de derivados e biocombustíveis de 4.152 m³. O terminal movimenta etanol. Esse produto é movimentado para os clientes: DESTILARIA NOVA ERA LTDA. e RAIZEN COMBUSTÍVEIS S.A..

- **TRANSPETRO UBERABA (base democrática)**, localizado no município de UBERABA/MG. Com tancagem de derivados e biocombustíveis de 54.794 m³. O terminal movimenta os seguintes produtos: aditivos, etanol, óleo diesel B e/ou biodiesel, gasolinas e óleo diesel. Esses produtos são movimentados para os clientes: ALESAT COMBUSTÍVEIS S. A., CIAPETRO DISTRIBUIDORA DE COMBUSTÍVEIS LTDA, LARCO COMERCIAL DE PRODUTOS DE PETRÓLEO LTDA., PETROBRAS DISTRIBUIDORA S.A., PETROLEO BRASILEIRO S/A, RAIZEN COMBUSTÍVEIS S.A., ROYAL FIC DISTRIBUIDORA DE DERIVADOS DE PETRÓLEO S/A, RUFF CJ DISTRIBUIDORA DE PETRÓLEO LTDA e TDC DISTRIBUIDORA DE COMBUSTÍVEIS S/A.. Esses clientes declaram estoque inicial e final na Transpetro. No entanto, a operação do terminal consiste em prestar serviço para a Petrobras, funcionando como um polo de entrega de derivados da refinaria para os distribuidores.

- **TRANSPETRO UBERLÂNDIA (base democrática)**, localizado no município de UBERLÂNDIA/MG. Com tancagem de derivados e biocombustíveis de 47.109 m³ e com tancagem de GLP de 9.518 m³. O terminal movimenta os seguintes produtos: aditivos, etanol, óleo diesel B e/ou biodiesel, gasolinas e óleo diesel. Esses produtos são movimentados para os clientes: ALESAT COMBUSTÍVEIS S. A., CIAPETRO DISTRIBUIDORA DE COMBUSTÍVEIS LTDA, LARCO COMERCIAL DE PRODUTOS DE PETRÓLEO LTDA., PETROBRAS DISTRIBUIDORA S.A., PETROLEO BRASILEIRO S/A, ROYAL FIC DISTRIBUIDORA DE DERIVADOS DE PETRÓLEO S/A, RUFF CJ DISTRIBUIDORA DE PETRÓLEO LTDA e TDC DISTRIBUIDORA DE COMBUSTÍVEIS S/A.. Esses clientes declaram estoque inicial e final na Transpetro. No entanto, a operação do terminal consiste em prestar serviço para a Petrobras, funcionando como um polo de entrega de derivados da refinaria para os distribuidores.

- **TRANSPETRO CABIÚNAS (MACAÉ)**, localizado no município de MACAÉ/RJ. Com tancagem de GLP de 4.770 m³ e com armazenagem de petróleo de 485.198 m³. Não existem declarações de clientes movimentando produto no terminal.

- **TRANSPETRO CAMPOS ELÍSEOS**, localizado no município de DUQUE DE CAXIAS/RJ. Com tancagem de derivados e biocombustíveis de 68.364 m³ e com armazenagem de petróleo de 483.928 m³. O terminal movimenta os seguintes produtos: etanol, gás natural, gasolinas, óleo diesel, outros derivados leves, outros insumos brutos e petróleo. Esses produtos são movimentados para a PETROLEO BRASILEIRO S/A..

- **TRANSPETRO JAPERI**, localizado no município de JAPERI/RJ. Com tancagem de derivados e biocombustíveis de 38.588 m³. O terminal movimenta os seguintes produtos: gasolinas, óleo diesel e outros insumos brutos. Esses produtos são movimentados para a PETROLEO BRASILEIRO S/A..

- **TRANSPETRO VOLTA REDONDA**, localizado no município de VOLTA REDONDA/RJ. Com tancagem de derivados e biocombustíveis de 28.137 m³. O terminal movimenta os seguintes produtos: etanol, gasolinas, óleo diesel e outros insumos brutos. Esses produtos são movimentados para os clientes: PETROBRAS DISTRIBUIDORA S.A. e PETROLEO BRASILEIRO S/A.

- **ARAI S LOGÍSTICA**, localizado no município de ARUJÁ/SP. Com tancagem de derivados e biocombustíveis de 3.042 m³. Não existem declarações de clientes movimentando produto no terminal.

- **BCAG PAULÍNIA**, localizado no município de PAULÍNIA/SP. Com tancagem de derivados e biocombustíveis de 8.664 m³. O terminal movimenta etanol. Esse produto é movimentado para a INPASA AGROINDUSTRIAL S/A..

- **BONA OSASCO**, localizado no município de OSASCO/SP. Com tancagem de derivados e biocombustíveis de 5.666 m³. Não existem declarações de clientes movimentando produto no terminal.

- **CARBONO QUÍMICA**, localizado no município de SÃO BERNARDO DO CAMPO/SP. Com tancagem de derivados e biocombustíveis de 1.827 m³. O terminal movimenta os seguintes produtos: aditivos e solventes. Esses produtos são movimentados para os clientes: ASTER PETRÓLEO LTDA. e SIKA SA.

- **CAVALINI TERMINAIS E ARMAZENS GERAIS EIRELI**, localizado no município de SÃO BERNARDO DO CAMPO/SP. Com tancagem de derivados e biocombustíveis de 3.479 m³. Não existem declarações de clientes movimentando produto no terminal.

- **COPAPE GUARULHOS**, localizado no município de GUARULHOS/SP. Com tancagem de derivados e biocombustíveis de 20.983 m³. O terminal movimenta os seguintes produtos: aditivos, etanol, óleo diesel B e/ou biodiesel, gasolinas, nafta e óleo diesel. Esses produtos são movimentados para os clientes: AGEO NORTE TERMINAIS E

ARMAZÉNS GERAIS (ANTIGA COPAPE TERMINAIS E ARMAZÉNS GERAIS S/A), AGEO TERMINAIS ARMAZENS GERAIS LTDA, ASTER PETRÓLEO LTDA., BIOPETRÓLEO DO BRASIL DISTRIBUIDORA DE COMBUSTÍVEIS LTDA, CIAPETRO DISTRIBUIDORA DE COMBUSTÍVEIS LTDA, DESTILARIA NOVA ERA LTDA., FLEXPETRO DISTRIBUIDORA DE DERIVADOS DE PETRÓLEO LTDA, FLEXPETRO DISTRIBUIDORA DE DERIVADOS DE PETRÓLEO S.A., GOL COMBUSTÍVEIS S.A, GRAN PETRO DISTRIBUIDORA DE COMBUSTÍVEIS LTDA., REDE SOL FUEL DISTRIBUIDORA S/A., STOCK DISTRIBUIDORA DE PETRÓLEO LTDA e TOBRAS DISTRIBUIDORA DE COMBUSTÍVEIS LTDA..

- **DELTA TANQUES**, localizado no município de RIBEIRÃO PRETO/SP. Com tancagem de derivados e biocombustíveis de 62.254 m³. O terminal movimenta etanol. Esse produto é movimentado para os clientes: CANEX BIOENERGIA LTDA, MONTEVERDE AGRO-ENERGETICA S.A, PRODUTORA DE ETANOL NORTE CAPIXABA LTDA, TEREOS ACUCAR E ENERGIA ANDRADE S.A., TEREOS ACUCAR E ENERGIA BRASIL S.A., TEREOS COMMODITIES DO BRASIL S.A., USINA GUARIROBA LTDA., USINA MOEMA ACUCAR E ALCOOL LTDA e USINA OUROESTE - ACUCAR E ALCOOL LTDA.

- **DIAMOND**, localizado no município de SÃO PAULO/SP. Com tancagem de derivados e biocombustíveis de 1.235 m³. O terminal movimenta óleos lubrificantes acabados. Esse produto é movimentado para a ICONIC LUBRIFICANTES S.A..

- **LOGUM RIBEIRÃO PRETO**, localizado no município de RIBEIRÃO PRETO/SP. Com tancagem de derivados e biocombustíveis de 60.577 m³. O terminal movimenta etanol. Esse produto é movimentado para os clientes da LOGUM LOGÍSTICA S.A., que recebe produto das usinas e dos distribuidores e encaminha para os outros terminais da própria Logum, fornecendo o serviço de transporte de produto por modal dutoviário.

- **T LIQ LOGISTICA E SERVIÇOS LTDA.**, localizado no município de GUARULHOS/SP. Com tancagem de derivados e biocombustíveis de 14.856 m³. O terminal movimenta os seguintes produtos: aditivos, etanol, óleo diesel B e/ou biodiesel, gasolinas, graxas, óleo diesel, óleos combustíveis e óleos lubrificantes acabados. Esses produtos são movimentados para os clientes: DESTILARIA NOVA ERA LTDA., FERA LUBRIFICANTES LTDA., GOL COMBUSTÍVEIS S.A, PETRONAC DISTRIBUIDORA NACIONAL DE DERIVADOS DE PETRÓLEO E ALCOOL LTDA, STOCK DISTRIBUIDORA DE PETRÓLEO LTDA, T LIQ LOGISTICA E SERVIÇOS LTDA., TOBRAS DISTRIBUIDORA DE COMBUSTÍVEIS LTDA. e TRIANGULO DISTRIBUIDORA DE PETRÓLEO LTDA..

- **TERCOM - TERMINAL DE ARMAZENAGEM DE COMBUSTÍVEL LTDA**, localizado no município de PAULÍNIA/SP. Com tancagem de derivados e biocombustíveis de 9.253 m³. O terminal movimenta etanol. Esse produto é movimentado para os clientes: BIOPETRÓLEO DO BRASIL DISTRIBUIDORA DE COMBUSTÍVEIS LTDA e PETROBRAS DISTRIBUIDORA S.A..

- **TERMINAL CIAPETRO TAURUS**, localizado no município de PAULÍNIA/SP. Com tancagem de derivados e biocombustíveis de 9.440 m³. O terminal movimenta os seguintes produtos: etanol, óleo diesel B e/ou biodiesel, gasolinas e óleo diesel. Esses produtos são movimentados para os clientes: CIAPETRO DISTRIBUIDORA DE COMBUSTÍVEIS LTDA e TAURUS DISTRIBUIDORA DE PETRÓLEO LTDA..

- **TERMINAL DE COMBUSTÍVEIS PAULÍNIA S.A.**, localizado no município de PAULÍNIA/SP. Com tancagem de derivados e biocombustíveis de 190.829 m³. O terminal movimenta etanol. Esse produto é movimentado para os clientes: BP BIOENERGIA ITUIUTABA LTDA., BP BIOENERGIA ITUMBIARA S.A., BP BIOENERGIA TROPICAL S.A, CANEX BIOENERGIA LTDA, TEREOS COMMODITIES DO BRASIL S.A. e USINA MOEMA ACUCAR E ALCOOL LTDA..

- **TOLLER E GUERRA - ARMAZENAMENTO DE COMBUSTÍVEIS EPP**, localizado no município de PAULÍNIA/SP. Com tancagem de derivados e biocombustíveis de 1.538 m³. Não existem declarações de clientes movimentando produto no terminal.

- **TRANSPETRO BARUERI**, localizado no município de BARUERI/SP. Com tancagem de derivados e biocombustíveis de 199.978 m³ e com tancagem de GLP de 6.380 m³. O terminal movimenta os seguintes produtos: etanol, gasóleos, gasolinas, óleo diesel, óleos combustíveis, outros derivados médios e outros insumos brutos. Esses produtos são movimentados para os clientes: PETROLEO BRASILEIRO S/A.

- **TRANSPETRO CUBATÃO**, localizado no município de CUBATÃO/SP. Com tancagem de derivados e biocombustíveis de 112.625 m³ e com armazenagem de petróleo de 53.984 m³. O terminal movimenta os seguintes produtos: condensado, gasolinas, óleo diesel, outros derivados leves, outros derivados médios, outros insumos brutos e petróleo. Esses produtos são movimentados para o cliente: PETROLEO BRASILEIRO S/A.

- **TRANSPETRO GUARAREMA**, localizado no município de GUARAREMA/SP. Com tancagem de derivados e biocombustíveis de 595.236 m³ e com armazenagem de petróleo de 453.756 m³. O terminal movimenta os seguintes produtos: aditivos, etanol, condensado, gasolinas, óleo diesel, outros insumos brutos, petróleo e querosenes. Esses produtos são movimentados para os clientes: PETROLEO BRASILEIRO S/A.

- **TRANSPETRO GUARULHOS (base democrática)**, localizado no município de GUARULHOS/SP. Com tancagem de derivados e biocombustíveis de 164.010 m³ e com armazenagem de petróleo de 1.136 m³. O terminal movimenta os seguintes produtos: aditivos, etanol, óleo diesel B e/ou biodiesel, gasolinas, óleo diesel, outros insumos brutos e querosenes. Esses produtos são movimentados para os clientes: ASTER PETRÓLEO LTDA., CIAPETRO DISTRIBUIDORA DE COMBUSTÍVEIS LTDA, DISTRIBUIDORA TABOCÃO LTDA., FLEXPETRO DISTRIBUIDORA DE DERIVADOS DE PETRÓLEO LTDA, FLEXPETRO DISTRIBUIDORA DE DERIVADOS DE PETRÓLEO S.A., GRAN PETRO DISTRIBUIDORA DE COMBUSTÍVEIS LTDA., PETROBRAS DISTRIBUIDORA S.A., PETROLEO BRASILEIRO S/A, PETRONAC DISTRIBUIDORA NACIONAL DE DERIVADOS DE PETRÓLEO E ALCOOL LTDA, RAIZEN COMBUSTÍVEIS S.A., REDE SOL FUEL DISTRIBUIDORA S/A., REDEPETRO DISTRIBUIDORA DE PETRÓLEO LTDA., ROYAL FIC DISTRIBUIDORA DE DERIVADOS DE PETRÓLEO S/A, RUFF CJ DISTRIBUIDORA DE PETRÓLEO LTDA, STOCK DISTRIBUIDORA DE PETRÓLEO LTDA, TOBRAS DISTRIBUIDORA DE COMBUSTÍVEIS LTDA. e TRIANGULO DISTRIBUIDORA DE PETRÓLEO LTDA.. Esses clientes declaram estoque inicial e final na Transpetro. No entanto, a operação do terminal consiste em prestar serviço para a Petrobras, funcionando como um polo de entrega de derivados da refinaria para os distribuidores.

- **TRANSPETRO PAULÍNIA**, localizado no município de PAULÍNIA/SP. Com tancagem de derivados e biocombustíveis de 171.131 m³. O terminal movimenta os seguintes produtos: etanol. Esses produtos são movimentados para os clientes: PETROLEO BRASILEIRO S/A.

- **TRANSPETRO RIBEIRÃO PRETO**, localizado no município de RIBEIRÃO PRETO/SP. Com tancagem de derivados e biocombustíveis de 52.228 m³. O terminal movimenta os seguintes produtos: gasolinas e óleo diesel. Esses produtos são movimentados para os clientes: PETROLEO BRASILEIRO S/A.

- **TRANSPETRO SÃO CAETANO DO SUL (UTINGAS)**, localizado no município de SÃO CAETANO DO SUL/SP. Com tancagem de derivados e biocombustíveis de 217.592 m³. O terminal movimenta os seguintes produtos: etanol, gasóleos, gasolinas, nafta, óleo diesel, óleos combustíveis, outros derivados médios e outros insumos brutos. Esses produtos são movimentados para os clientes: PETROLEO BRASILEIRO S/A.

- **UTINGÁS SANTO ANDRÉ**, localizado no município de SANTO ANDRÉ/SP. Com tancagem de GLP de 12.515 m³. O terminal movimenta os seguintes produtos: gases. Esses produtos são movimentados para os clientes: COMPANHIA ULTRAGAZ S A,

Tendo em vista a infraestrutura dutoviária e de armazenagem apresentada, cabe citar que a maior parte dos dutos e de terminais brasileiros para movimentação de combustíveis líquidos é de propriedade da Petrobras.

Como citado anteriormente, a questão do acesso aos dutos e terminais por terceiros tem sido assunto em outros países e se estabelece a partir da caracterização dessas infraestruturas como Instalações Essenciais (*Essential Facilities*).

No caso brasileiro, dada a estrutura que, em face de razões históricas, conforme mencionado anteriormente, foi construída para atendimento dos fluxos de movimentação de produtos em razão dos interesses da Petrobras, o acesso às instalações essenciais e suas implicações para o abastecimento nacional são assuntos relevantes.

Nesse sentido, iniciativas governamentais como Combustível Brasil e, mais recentemente, o Abastece Brasil se debruçam sobre as questões relacionadas à necessidade de aprimoramento do arcabouço legal e suporte ao desenvolvimento regulatório com vista à garantia do acesso de terceiros a oleodutos de transporte, respeitado o direito de preferência do proprietário da instalação. Essas discussões visam a incentivar a participação de novos agentes e a promover o aumento da competitividade no abastecimento nacional.

5.2.2.2. Diferença entre bases e terminais

A distinção entre bases e terminais se faz importante para que se possa entender qual o papel de cada instalação e de cada agente na cadeia de suprimentos de combustíveis. Após essa definição, com as funções bem definidas, ficará evidente a necessidade de se reclassificar algumas bases e, conseqüentemente, permitir o livre acesso a instalações essenciais.

A distribuição de combustíveis fósseis inicia-se, basicamente, em cada uma das unidades produtoras existentes no país (produção interna) ou em terminais aquaviários (importação). Em alguns casos, os produtos são transferidos pelos modos dutoviário e/ou aquaviário até as bases de distribuição primárias (base conectada a fonte primária de abastecimento), onde são armazenados e misturados com biocombustíveis (etanol anidro e biodiesel) e/ou aditivos, conforme o caso. Das bases primárias ou dos terminais, os produtos seguem, por meio de caminhões-tanque, para as bases secundárias ou diretamente para os clientes finais da distribuidora (revendedores varejistas, transportadores-revendedores-retalhistas e consumidores finais). (ANP, 2016)

Na cadeia logística de distribuição de combustíveis, os fluxos primários de diesel e gasolina (que representam a retirada destes produtos das refinarias ou importadores e posterior transporte para as bases de distribuição primárias) são basicamente realizados por dutos e por navegação. Os biocombustíveis, por sua vez, saem das usinas/centros coletores para os terminais e bases primárias e/ou secundárias, basicamente, por ferrovias e por rodovias. No caso específico do etanol, também há movimentação do produto por duto e hidrovía. As vendas dos distribuidores aos revendedores varejistas, entretanto, são 100% rodoviárias e, quase sempre, de curta distância. (ANP, 2016)

De modo geral, o planejamento logístico de determinada distribuidora concentra-se na modelagem de decisões sobre estoques, transporte e localização das instalações. Situação semelhante se aplica em maior ou menor medida também aos produtores e importadores de combustíveis, que podem agregar valor a seus produtos ao oferecê-los mais próximos do ponto final de interesse da distribuidora. Operadores logísticos podem prestar serviços de transporte e armazenamento para quaisquer desses agentes. Esse tipo de operador logístico tipicamente opera terminais, instalações dotadas de tanques, bombas e demais equipamentos para recebimento, expedição e armazenamento de petróleo, seus derivados e de biocombustíveis para terceiros.

Para os terminais, a Resolução ANP nº 52/2015 estabelece a regulamentação para a construção, a ampliação e a operação de instalações de movimentação de petróleo, seus derivados, gás natural, inclusive liquefeito (GNL), biocombustíveis e demais produtos regulados pela ANP. (ANP,2015)

Neste caso, a instalação e o operador são autorizados, sendo que o operador não pode atuar na comercialização de combustíveis, podendo ser apenas um operador logístico.

Em geral, um terminal presta serviço de movimentação e armazenagem de combustíveis e seu cliente é um produtor, distribuidor ou importador. Seu foco de atuação é a prestação de serviços de logística – seja transporte, armazenagem e/ou eventual mistura de produtos.

Para as bases de distribuição, a Resolução ANP nº 784/2019 disciplina a autorização de operação de instalação de armazenagem de combustíveis líquidos, combustíveis de aviação e gás liquefeito de petróleo, dentre outros. Seu artigo 3º traz a definição de base individual e de base compartilhada, que são instalações autorizadas a operar pela ANP, cuja propriedade ou posse seja, respectivamente, de um único, ou mais de um agente autorizado ao exercício da atividade de distribuição. Como se vê, uma base de distribuição deve pertencer a um distribuidor autorizado.

Em geral, o distribuidor comercializa combustíveis e seu cliente é um revendedor, uma empresa consumidora ou um TRR.

No entanto, há uma prática de prestação de serviços de movimentação e armazenagem por distribuidor para congêneres (outros distribuidores). Nesta situação, é firmado um contrato de cessão de espaço entre o distribuidor cedente e o cessionário. Contudo, essa não é a atividade econômica principal de um distribuidor de combustíveis líquidos, essa é uma atividade do operador logístico.

Tanto nas bases de propriedade compartilhada, quanto naquelas em que há meramente a cessão de espaço, o distribuidor encarregado de operar a base de distribuição lida com toda a programação operacional de seus concorrentes e tem, portanto, acesso a informação valiosa sobre a atividade destes. Além disso, parece ser uma prática recorrente entre os distribuidores de combustíveis o acordo cruzado de cessão de espaço. Ou seja, para que um distribuidor A contrate cessão de espaço com o distribuidor B detentor de uma instalação, muitas das vezes o acordo comercial entre eles envolve a cessão de espaço para B em uma base da distribuidora A, ou seja, um acordo de quid pro quo. Esse tipo de prática tem um condão muito mais de coordenação do que de competição entre os agentes.

De volta ao aspecto regulatório, para a obtenção de Autorização para o Exercício da Atividade de Distribuição de Combustíveis Líquidos da Filial, o distribuidor deve deter uma base ou possuir um contrato homologado pela ANP, de cessão de espaço ou de carregamento.

Nos casos de cessão de espaço, a distribuidora cessionária só poderá utilizar as instalações de armazenamento da cedente, distribuidor ou terminal, após a homologação do contrato pela ANP.

Sendo assim, um terminal, ao prestar serviços para um distribuidor de combustíveis, se vê obrigado a firmar um contrato de prestação de serviços, que regerá os aspectos comerciais e operacionais entre esses agentes, e outro de cessão de espaço, que muitas das vezes é meramente indicativo e se presta apenas a cumprir a obrigação regulatória do distribuidor.

Entende-se que a prestação de serviço de movimentação e armazenagem é uma característica da operação de um operador logístico em um terminal. Nesse sentido, uma alternativa mais isonômica seria o enquadramento, como terminais, de todas as bases de distribuição que desajassem prestar serviços de movimentação e armazenagem a terceiros.

5.3. A Doutrina de Instalações Essenciais (“Essential Facilities Doctrines”)

Tendo em vista que a questão do acesso de terceiros à infraestrutura de movimentação de petróleo e combustíveis é amplamente fundamentada na Doutrina de Instalações Essenciais, torna-se interessante uma breve exposição sobre o assunto.

A doutrina das instalações essenciais (“Essential Facilities Doctrine” ou EFD) estabelece que o proprietário de uma instalação considerada “essencial” ou um “gargalo” (*bottleneck*) deve providenciar acesso a terceiro para esta instalação a um preço “razoável”. Ela deve ser compreendida como uma exceção aos princípios da economia de mercado e deve ser aplicada em situações que requeiram a regulação do direito de propriedade.

A aplicação do conceito de *Essential Facilities* exige que existam dois mercados, usualmente denominados de *upstream* e *downstream*, onde uma firma atua em ambos os mercados (firma A) e a outra firma atua ou deseja atuar no mercado *downstream* (firma B). Para tal, a concorrente firma B deseja adquirir um bem ou serviço da firma A verticalmente integrada, mas tem seu pedido recusado. Nesse caso, a EFD estabelece sob quais condições uma firma verticalmente integrada deveria ser obrigada a ofertar o bem ou serviço ao seu concorrente.

As aplicações das EFDs no mundo variam de acordo com os diversos regimes legais existentes. Elas podem variar em função dos tipos de instalações envolvidas e da estrutura de mercado na qual se encontram inseridas, bem como em razão de quem estabelece que a instalação objeto deva ser considerada essencial. Para ilustrar estas diferenças, serão apresentadas como a EFD é aplicada nos Estados Unidos, onde tal conceito teve origem, na União Europeia e na Austrália.

De acordo com a doutrina norte-americana, existem 4 (quatro) requisitos que devem ser observados para a aplicação da EFD, conforme exposto na seção anterior (Experiência Internacional):

- i. Controle da instalação por um monopolista;
- ii. Incapacidade ou falta de razoabilidade em duplicar a instalação por parte de um concorrente;

- iii. A negativa de uso da instalação para um concorrente; e
- iv. A capacidade de efetivamente prover aos concorrentes acesso à instalação.

Com relação ao item (i), o ponto de partida para a verificação do requisito é se a firma, ou um grupo de firmas atuando em conjunto como uma entidade única, que detém a propriedade da instalação em questão, possui poder de monopólio no mercado relevante ou não.

Já com relação ao item (ii), para uma instalação ser considerada “essencial”, ela não precisa ser necessariamente indispensável, sendo suficiente para a aplicação da EFD que a duplicação da instalação seja economicamente inviável e a negativa de acesso prejudique significativamente os potenciais novos entrantes no mercado. Além disso, o acesso à instalação deve ser essencial para a concorrência, isto é, que a instalação constitua um meio para que o interessado no acesso possa concorrer com o proprietário da instalação (o monopolista). Esse acesso à instalação só deverá ser considerado essencial caso a recusa de acesso pelo monopolista mostrar-se fundamental para a sua estratégia de impedir a concorrência no mercado alvo.

A negativa de uso da instalação para um concorrente, item (iii), pode ser considerado por si só como o elemento central para a aplicação da EFD, uma vez que, se não houver rejeição de acesso, o problema nem existiria. Um ponto que deve ser mencionado aqui é que a negativa de acesso deve ser prejudicial à concorrência, levando a uma ineficiência econômica, o que significa dizer que concorrentes tão ou mais eficientes não são capazes de ocupar algum lugar no mercado, podendo levar a um resultado mais eficiente, em termos de preço ou de qualidade na prestação do serviço.

A respeito do item (iv), é necessário ressaltar que, como regra geral, qualquer firma é livre para contratar com quem desejar. A legislação de defesa da concorrência e a regulação setorial não podem determinar o compartilhamento ou acesso a uma infraestrutura, a partir da aplicação da EFD, tornando impraticável ou prejudicial, para o proprietário da instalação, o atendimento aos seus clientes de forma satisfatória, o que afetaria negativamente o mercado. Contudo, cabe ressaltar que em alguns casos é exigido que o proprietário da infraestrutura demonstre que a recusa de acesso aos seus concorrentes é justificável do ponto de vista comercial, ou seja, não pode ser uma negativa de acesso imotivada.

Com relação à União Europeia, a EFD foi desenvolvida com base no Artigo 102⁶⁷ (antigo Artigo 82) do Tratado sobre o Funcionamento da União Europeia (TCE, 2016), assim transcrito:

“É incompatível com o mercado interno e proibido, na medida em que tal seja susceptível de afectar o comércio entre os Estados-Membros, o facto de uma ou mais empresas explorarem de forma abusiva uma posição dominante no mercado interno ou numa parte substancial deste.

Estas práticas abusivas podem, nomeadamente, consistir em:

- a) Impor, de forma directa ou indirecta, preços de compra ou de venda ou outras condições de transacção não equitativas;
- b) Limitar a produção, a distribuição ou o desenvolvimento técnico em prejuízo dos consumidores;

⁶⁷ A atuação antitruste na União Europeia se fundamenta essencialmente nos Artigos 101 a 106 do TCE.

c) Aplicar, relativamente a parceiros comerciais, condições desiguais no caso de prestações equivalentes colocando-os, por esse facto, em desvantagem na concorrência;

d) Subordinar a celebração de contratos à aceitação, por parte dos outros contraentes, de prestações suplementares que, pela sua natureza ou de acordo com os usos comerciais, não têm ligação com o objecto desses contratos.” (*in verbis*)

De acordo com a legislação europeia, é vedado o abuso de posição dominante dentro do mercado comum europeu. Assim sendo, uma negativa de negociação (ou acesso) pode ser considerada abuso de posição dominante de acordo com o Artigo 102.

No primeiro caso analisado pela Corte de Justiça Europeia (*European Court*), referente a uma negativa de negociação, não houve qualquer fundamentação, na decisão, utilização do termo “Essential Facilities”. Posteriormente, em uma decisão daquela corte, sobre uma lide da *Sea Containers vs. Stena Sealink* (EC, 1993), foi referenciado essa doutrina. Nesse caso, a Comunidade Europeia decidiu que uma empresa ocupante de uma posição dominante no acesso a uma instalação essencial e por ela própria utilizada, e que recusara o acesso de terceiros a essa instalação imotivadamente ou permitira o acesso aos seus concorrentes em condições menos favoráveis do que conferido a si própria, violou o Artigo 86 (atual Artigo 106) do TCE.

Apesar da menção explícita ao termo “Essential Facilities” no caso *Sea Containers vs. Stena Sealink*, é no caso *Oscar Bronner GmbH & Co. KG vs. Mediaprint* (*European Court*, 1998) onde a CJE se aproximou pela primeira vez do reconhecimento da existência da EFD na jurisdição da União Europeia.

Com base em decisões proferidas pela CJE, uma empresa dominante possui, em alguns casos, o dever de ofertar acesso se a negativa de negociação causar efeitos significativos sobre a concorrência. Quando o cliente é também concorrente da firma dominante em algum mercado, geralmente o mercado a jusante (downstream) do local no qual ocorreu a recusa de prover o serviço, o efeito na concorrência depende dos seguintes fatores:

- i. Se o comprador pode obter os bens ou serviços em outros lugares;
- ii. Se existem outros concorrentes no mercado a jusante; e
- iii. A importância que os bens ou serviços possuem para a continuidade do negócio do comprador.

Se o comprador tem outra fonte satisfatória de fornecimento, se os bens ou serviços não são essenciais, ou se mais um competidor não irá aumentar significativamente a concorrência, a aplicação da legislação antitruste não deve obrigar a empresa dominante a fornecer acesso (LANG, 1994). No entanto, se a recusa de negociação ou de acesso, na prática, por parte da sociedade dominante representar que um dos seus poucos concorrentes se veja forçado a sair do mercado, a lei antitruste da Comunidade Europeia estabelece que a empresa dominante deve permitir acesso não discriminatório ou fornecer o serviço ao solicitante em igualdade de condições. Ou seja, o acesso a uma instalação é "essencial" quando a recusa exclua todos ou a maioria dos concorrentes do mercado (LANG, 1994).

Na Austrália, o desenvolvimento da EFD se baseia no *National Competition Policy Review Report* (COMMONWEALTH OF AUSTRALIA, 1993), ou "Hilmer Report", o qual recomendou que os

seguintes critérios deveriam ser atendidos pelo governo para declarar o direito de acesso (pp. 250-253):

- i. O acesso à instalação em questão é essencial para permitir a concorrência efetiva numa atividade a jusante ou a montante.
- ii. A tomada da decisão é do interesse público, tendo em conta:
 - a) a importância da indústria para a economia nacional; e
 - b) o impacto esperado na competitividade nacional decorrente de uma concorrência efetiva na indústria em questão;
- iii. Os legítimos interesses do proprietário da instalação devem ser protegidos por meio da imposição de uma taxa de acesso e outros termos e condições que sejam justos e razoáveis, incluindo o reconhecimento das necessidades atuais e futuras do proprietário para a capacidade das instalações, a fim de se evitar comportamentos oportunistas (*free rider* e risco moral) que inibam investimentos sob o princípio da livre iniciativa.

É importante frisar que o acesso ou a obrigação de negociação deve ser essencial para o solicitante, ao invés de meramente conveniente (item (i)).

Além disso, esses critérios devem ser satisfeitos em relação a grandes projetos de infraestrutura (item (ii)), tais como: redes de transmissão de eletricidade, gasodutos de transporte, terminais aquaviários, ferroviárias, rodovias, portos, mas não em relação a produtos, processos de produção ou a maioria das outras instalações comerciais. Embora a definição precisa da natureza das instalações e das atividades econômicas enquadradas em todos esses requisitos seja uma tarefa potencialmente complexa, uma característica frequente é o envolvimento do governo nessas atividades, como financiador, acionista ou regulador. Deve pesar, também, na tomada de decisão acerca da imposição da obrigatoriedade de acesso o fato de tal ação poder se tornar um desincentivo à realização de novos investimentos de infraestrutura (item (iii)).

Os três exemplos acima - dos Estados Unidos, a UE e a Austrália – visam a ilustrar algumas das diferenças entre EFDs. Essas diferenças podem ter várias origens, incluindo os diferentes graus de integração, histórico de propriedade e de regulamentação, e as ponderações dos objetivos da política de defesa da concorrência.

5.4. Experiência internacional

Um estudo comparado pode possibilitar reflexões e melhorias em relação às práticas adotadas em qualquer segmento da economia, sobretudo daqueles estratégicos para uma nação, como é o caso do setor de petróleo e seus derivados. Dessa forma, foi realizada uma pesquisa referente à experiência internacional em relação ao acesso de terceiros às instalações de transporte dutoviário de petróleo, seus derivados e biocombustíveis, com a finalidade de avaliar a regulação dessa atividade em países de relevância no cenário mundial e cuja indústria do petróleo e gás apresenta certa semelhança com a instalada no Brasil. Especificamente, buscou-se analisar o compartilhamento obrigatório de infraestrutura essencial de transporte de petróleo, seus derivados e biocombustíveis entre os agentes do mercado.

O estado da arte, bem como a experiência operacional em diversos países do mundo revela que o acesso de terceiros⁶⁸ a instalações de transporte⁶⁹ é condição necessária, mas não impreterivelmente suficiente para permitir a competição e a diversidade de agentes no mercado (KENNEDY, 1993). Nesse sentido, o arcabouço legal e regulatório nesses países busca promover o acesso de terceiros (*Third Party Access - TPA*) às infraestruturas consideradas essenciais (MACHADO; BONELLI; RANGEL; 2018).

Internacionalmente, o acesso a estruturas essenciais por terceiros interessados resulta da aplicação da Doutrina das Infraestruturas Essenciais (*Essential Facilities Doctrine*), a qual determina que o proprietário de uma infraestrutura considerada essencial⁷⁰ seja obrigado a disponibilizar o acesso a essa instalação a um preço razoável (fundamentado em critérios técnicos e econômicos). A recusa em negociar o acesso a uma infraestrutura essencial pode caracterizar restrição à competição e uma tentativa de abuso de poder de monopólio por parte da empresa dominante (MACHADO; BONELLI; RANGEL; 2018).

5.4.1. Estados Unidos da América

O direito de exploração dos recursos do subsolo pertence ao proprietário da terra nos Estados Unidos. Sendo assim, esses agentes têm o direito de produzir petróleo e gás natural a partir de suas terras. O governo federal pode produzir petróleo a partir de terras de propriedade federal e em áreas submersas que estão além das terras controladas pelos estados (inclusive na plataforma continental externa). Os governos federal e estadual geralmente concedem seus direitos de produção a entidades privadas. Contudo, a maior parte do petróleo e gás natural produzida nesse país é proveniente de recursos de propriedade privada.

Apesar de administrar as regulamentações ambientais, fornecer autorização a oleodutos ou incentivar a produção por meio de benefícios fiscais, o papel do governo federal na produção petrolífera nos Estados Unidos ainda é limitado. A exploração e produção de petróleo e gás natural são amplamente regulamentadas pelo estado em que a atividade está ocorrendo.

Em um país com uma malha de oleodutos que compreende 351 mil km, em que 106 mil km são utilizados para o transporte de derivados de petróleo (PHMSA, 2019), a regulamentação do transporte de petróleo, derivados de petróleo e gás natural é dividida entre o governo federal e as autoridades estaduais. A Comissão Federal de Regulamentação de Energia (*Federal Energy Regulatory Commission - FERC*) e o Conselho de Transporte de Superfície (*Surface Transportation Board - STB*), sob autoridade da Lei de Comércio Interestadual e de várias agências estaduais, regulam as regras e taxas estabelecidas para esses sistemas de dutos.

A FERC é a principal agência reguladora federal que rege o transporte de petróleo e gás natural. Sua autoridade cobre o transporte interestadual de petróleo e gás natural e a importação de petróleo e gás natural por dutos ou terminais de gás natural liquefeito (GNL). A abordagem regulatória da FERC reflete a dinâmica de mercado competitivo exclusiva do segmento de dutos. Os oleodutos enfrentam a concorrência de outros modos de transporte (aquaviário, ferroviário

⁶⁸ Empresa ou consórcio de empresas que solicita, formalmente, ao transportador, serviços de movimentação de produtos na instalação de transporte.

⁶⁹ Instalações de transporte compreendem dutos de transporte e demais instalações, incluindo estações de bombeamento, dentre outras, indispensáveis à operação de cada duto de transporte.

⁷⁰ A infraestrutura é considerada essencial quando a recusa de acesso pelo monopolista for fundamental para sua estratégia de impedimento à concorrência no mercado alvo (MACHADO; BONELLI; RANGEL; 2018).

e rodoviário), além de serem impactados com variações nas condições de oferta e demanda do mercado.

As agências reguladoras estaduais têm jurisdição sobre preços de varejo, proteção ao consumidor, construção de instalações de gás natural e questões ambientais não cobertas pelas agências federais.

Ressalta-se que a construção de oleodutos não é regulamentada pelo governo federal (exceto para transposição de fronteiras⁷¹). Agências estaduais (dependendo da localização do oleoduto) podem exercer jurisdição sobre a construção e a operação de um oleoduto interestadual. Além disso, os oleodutos devem obter aprovações ambientais federais sob a *Clean Water Act*, *Clean Air Act*, entre outras⁷².

A regulamentação federal se aplica à operação de oleodutos interestaduais. A FERC tem jurisdição sobre as tarifas cobradas pelos oleodutos interestaduais e as agências estaduais têm jurisdição sobre oleodutos que não são regulamentados pela FERC.

Nesse contexto, a legislação estadunidense de acesso de terceiros à infraestrutura essencial (oleodutos) apresenta particularidades. A Suprema Corte dos EUA considera, como regra geral dos mercados, que a empresa não tem obrigação de negociar com seus competidores (terceiros), o que é sujeito a certas exceções relacionadas à defesa da concorrência. É nessa excepcionalidade que se aplica a Doutrina de Infraestruturas Essenciais. Assim, nos EUA, um agente deve provar quatro fatores para justificar o acesso de terceiros à infraestrutura essencial (PITOFISKY et al, 2002 apud MACHADO; BONELLI e RANGEL, 2018):

- i) controle da infraestrutura essencial por um monopolista (ou agente hegemônico);
- ii) inabilidade prática ou razoável para ampliar a infraestrutura essencial por parte de um competidor;
- iii) a negação do uso da infraestrutura a um competidor; e
- iv) a viabilidade de fornecer o uso da infraestrutura aos competidores.

Esses testes de responsabilização antitruste têm sido adotados em virtualmente todas as cortes nos EUA para avaliar a reivindicação de infraestrutura essencial e, conseqüentemente, o acesso de terceiros aos oleodutos.

Assim, não é permitida, sem justificativa, a criação de disposições contratuais preferenciais que garantam o serviço designando uma parte da capacidade do oleoduto para uso exclusivo de um carregador. Normalmente, os oleodutos têm políticas de cotas (*prorationing policies*), baseadas no histórico de movimentações.

O acesso de terceiros a oleodutos não regulamentados pelo governo federal varia de acordo com a jurisdição estadual já que os oleodutos têm um modelo regulatório único com o compartilhamento das jurisdições federal e estadual. A FERC regula taxas e tarifas de oleodutos,

⁷¹ Caso um oleoduto proposto pretenda atravessar uma fronteira com os Estados Unidos, o Secretário de Estado deve aprovar a travessia e emitir uma permissão presidencial.

⁷² Além das leis mencionadas, o governo federal regula as atividades de exploração e produção de petróleo a partir de: *Resource Conservation and Recovery Act (RCRA)*; *National Environmental Policy Act*, *Marine Mammals Protection Act*; *Endangered Species Act*; *Submerged Lands Act*; *Outer Continental Shelf Lands Act*; e *Federal Oil and Gas Royalty Management Act (WISEMAN et al., 2018)*.

mas não há exigência de que a comissão aprove as tarifas de oleodutos antes do início do serviço, nem possui jurisdição sobre a construção, início de novos serviços ou abandono de oleodutos.

Tradicionalmente, as taxas baseadas em custos são consideradas "justas e razoáveis" (*fair and reasonable*), ou seja, as taxas permitem ao operador do duto uma oportunidade de recuperar os custos e as despesas de operação (incluindo impostos e depreciação), e um retorno justo sobre o capital investido. As taxas baseadas em custo de um duto interestadual são estabelecidas pela FERC⁷³. Operacionalmente, as tarifas publicadas no site das empresas detentoras de oleodutos servem como contratos e os carregadores indicam o volume a ser enviado com antecedência. (FERC, 2019)

Destaca-se a Lei de Comércio Interestadual (*Interstate Commerce Act - ICA*) que estabeleceu um sistema de oleodutos como transportadoras comuns (*common carriers*), em vez de transportadoras contratadas (*contract carriers*). Como tal, na maioria dos casos, os oleodutos não têm clientes com compromissos firmes de contrato e a receita do oleoduto é coletada apenas quando há remessas no sistema. Isso também significa que os oleodutos devem oferecer acesso a sua infraestrutura de transporte a qualquer participante do mercado de maneira não discriminatória (*open access*), permitindo que comerciantes, produtores, Companhias Distribuidoras Locais (CDLs) e usuários finais acessem os serviços em igualdade de condições. Sendo assim, no caso de atendimento a um novo cliente, quando há restrição de capacidade, esta é recalculada, havendo a possibilidade de que os demais agentes já existentes percam parte da capacidade que possuíam originalmente.

5.4.2. Canadá

A malha de dutos do Canadá apresenta 840 mil km de extensão, sendo composta por quatro grupos principais de sistemas: dutos de escoamento, transferência, transporte e de distribuição. Isso inclui 117 mil km de dutos de transporte (GOVERNMENT OF CANADA, 2019).

No caso de oleodutos, a localização define o órgão regulador. Se um oleoduto ultrapassa as fronteiras provinciais ou internacionais, é regulado pelo NEB (*National Energy Board*), que é o Conselho Nacional de Energia do Canadá, órgão regulador federal independente, cujo objetivo é promover segurança, proteção ambiental e infraestrutura e mercados eficientes de energia. Suas principais responsabilidades incluem regular a construção e operação de oleodutos interprovinciais e internacionais de petróleo e gás natural, linhas de energia internacionais e linhas de energia interprovinciais designadas. Também é responsável em regular as tarifas de oleodutos sob sua jurisdição, a exportação de gás natural, petróleo, líquidos de gás natural (LGN), eletricidade e, ainda, a importação de gás natural (NEB, 2019). Se um oleoduto estiver dentro de uma província, ele estará sob a jurisdição de um regulador provincial, a menos que seja considerado um empreendimento federal.

A decisão comercial de construção ou ampliação de um duto é tomada com base na demanda do mercado por capacidade de transporte. As empresas de oleodutos propõem projetos com

⁷³ Essencialmente, a FERC examina os registros contábeis do duto para garantir que as tarifas propostas reflitam adequadamente o custo incorrido para fornecer serviços de transporte. As tarifas aprovadas são incorporadas à tarifa do duto registrada na FERC e representam a taxa máxima que pode ser cobrada pelos serviços de transporte. Os carregadores, no entanto, são livres para negociar um desconto para essa tarifa máxima, desde que oferecido de forma não discriminatória e não preferencial.

base em sua viabilidade econômica prevista. Antes que qualquer projeto de um oleoduto internacional ou interprovincial possa prosseguir, ele deve ser revisado pelo NEB e aprovado pelo Governo do Canadá.

Atualmente, o governo federal é responsável por regular 73 mil km de infraestrutura dutoviária. Em relação aos internacionais, existem 31 oleodutos e 39 gasodutos em operação, também regulados pelo NEB que atravessam a fronteira Canadá-Estados Unidos.

De acordo com a Lei do Conselho Nacional de Energia (*NEB Act*), o NEB pode fazer requisições com relação a todos os assuntos relacionados ao uso e tarifas em oleodutos internacionais e interprovinciais. Conseqüentemente, o NEB tem a capacidade de regular como a capacidade do oleoduto é alocada aos carregadores, inclusive em períodos de rateio.

No âmbito da legislação relacionada ao acesso de terceiros e infraestrutura essencial, em 1986, a *Restrictive Trade Practices Commission* (RTPC) abordou em seu relatório *Competition in the Canadian Petroleum Industry* a questão do acesso a uma instalação essencial. Nesse documento, a Comissão examinou aspectos associados às principais empresas petrolíferas, refinarias de petróleo, terminais de derivados e oleodutos, e ponderou que a recusa de fornecimento pode ser considerada como abuso de posição dominante do proprietário de uma instalação em relação a um concorrente potencial. Nesse sentido, a Comissão concluiu que o acesso à capacidade de transporte não pode ser separado de aspectos relacionados à tarifa de movimentação, além de outros termos e condições de fornecimento. Apresentou também seu posicionamento quanto ao acesso de terceiros, referenciando a doutrina de infraestruturas essenciais dos Estados Unidos. Dessa forma, foi determinado que, para que fosse negado o acesso a terceiros às infraestruturas essenciais, como oleodutos, deveria haver motivo comercial legítimo para fazê-lo (ou, a que a Suprema Corte dos Estados Unidos se referiu como uma "justificativa de eficiência"- (OECD, 1996).

Sendo assim, a Lei do Conselho Nacional de Energia (*NEB Act*) apresenta dois requisitos legislativos de particular relevância para a alocação de capacidade em oleodutos (KERR e MILLIKEN, 2019). O primeiro requisito⁷⁴ define que as empresas de oleodutos devem ser transportadoras comuns prestadoras de serviços a qualquer terceiro que deseje carregar produtos em seus oleodutos. A Lei NEB não especifica critérios que permitam definir a categoria do oleoduto. Todavia, o NEB entende que um oleoduto cumpre seus requisitos comuns de transportadora quando disponibilizam capacidade aos carregadores para serviços não comprometidos.

O serviço comprometido ou transporte contratado ocorre quando um carregador assina um contrato de serviços de transporte com a empresa de dutos. O contrato de serviços de transporte compromete o carregador a transportar uma quantidade específica de óleo por período específico, que podem variar bastante (até vinte anos ou mais). Os oleodutos normalmente disponibilizam serviços comprometidos aos carregadores por meio de uma "janela de oportunidade" (*open season process*). Nesse período, todos os carregadores teriam a mesma oportunidade de contratar a capacidade do oleoduto. Nesse tipo de serviço, os carregadores pagam pela capacidade contratada, independentemente de usá-la. Há maior segurança de receita de longo prazo para a empresa de oleodutos e maior garantia para os carregadores.

⁷⁴ Item presente na subseção 71 da Lei do Conselho Nacional de Energia (*NEB Act*).

Quando os carregadores não precisam assinar contratos de longo prazo para o serviço de transporte, fica configurado um serviço não comprometido ou não contratado. Todo mês, cada carregador envia uma indicação para o volume de petróleo bruto que gostaria de movimentar. A empresa de oleodutos aloca a capacidade disponível do oleoduto para os carregadores de acordo com essas indicações. Usando serviços não contratados, os carregadores pagam um valor pelo volume de petróleo que eles realmente transportam. Portanto, o serviço não contratado tem menor prioridade de transporte do que o serviço comprometido. Caso a capacidade do oleoduto estiver restrita (por exemplo, devido a interrupções ou manutenção não planejadas), o oleoduto priorizará a capacidade ofertada para um serviço contratado. Usualmente, as tarifas de serviço contratado são mais baixas do que as tarifas de serviço não contratado.

O segundo requisito⁷⁵ presente na NEB Act determina que todas as partes devem ter acesso ao transporte sem restrição, desde que haja pagamento da tarifa. Contudo, a Lei NEB não especifica os critérios para avaliar se a tarifa, os serviços ou instalações são discriminatórios. Ressalta-se, porém, que o Conselho Nacional de Energia pode determinar critérios, considerando as circunstâncias específicas do duto. É importante citar a publicidade das tarifas atuais e históricas de cada oleoduto regulado por este conselho (NEB, 2019).

5.4.3. Argentina

A Argentina é uma república federal, em que cada província aprova sua própria constituição e a estrutura regulatória, e que todos os poderes não delegados ao Governo Federal na Constituição Nacional são mantidos pelas províncias.

A Lei Nacional de Hidrocarbonetos, nº 17.319/1967 (ARGENTINA, 1967), alterada pelas Leis nº 26.197/2006 (ARGENTINA, 2006) e nº 27.007/2014, é o principal corpo da legislação para exploração e produção de petróleo e gás. Nos termos do artigo 3º da Lei de Hidrocarbonetos nº 17.319/1967; artigo 2º da Lei nº 26.197/2006; e no artigo 2º da Lei nº 26.741/2012 (Lei de Soberania de Hidrocarbonetos) (ARGENTINA, 2012), o Poder Executivo Federal estabelece a política federal aplicável à exploração, refino, transporte e comercialização de hidrocarbonetos líquidos para abastecimento doméstico. As províncias aprovaram suas próprias leis e regulamentos sobre essas atividades. O transporte, distribuição e comercialização de gás são regulados de forma independente, de acordo com a Lei nº 24.076/1992. (ARGENTINA, 1992)

A autoridade reguladora para o transporte e distribuição de gás natural é o Ente Nacional Regulador de Gas, criado em 1992 no nível federal e regulamentado pelo Decreto nº 2255/92. No nível local, cada província pode ter sua própria agência reguladora e regular as atividades locais de acordo com suas peculiaridades.

Para o transporte de hidrocarbonetos líquidos, a Resolução nº 1460/2006 da Secretaria de Energia define normas técnicas e de segurança aplicáveis às concessionárias de oleodutos. Dutos que atravessam duas ou mais províncias estão sujeitos à legislação e jurisdição federais. Aqueles localizados exclusivamente em uma província estão sujeitos à jurisdição dessa província, embora devam cumprir todos os regulamentos federais aplicáveis. As concessionárias devem

⁷⁵ Item presente na seção 67 da Lei do Conselho Nacional de Energia (*NEB Act*).

garantir as terras necessárias para construir e operar seus oleodutos, o que pode ser feito por meio da aquisição das terras ou solicitação de servidões à autoridade competente.

De acordo com a Lei de Hidrocarbonetos nº 17.319/1967, uma concessão de produção fornece às empresas o direito de obter uma concessão de transporte para movimentar sua produção de hidrocarbonetos. Essa concessão permite a construção e a operação de dutos, sujeitando-se à obrigação de fornecer acesso a terceiros à sua infraestrutura de transporte, de acordo com a regulamentação aplicável, desde que disponham de capacidade disponível (SIBOLDI e FANELLI, 2019).

No que concerne ao acesso de terceiros à infraestrutura essencial, em especial oleodutos e outras infraestruturas de transporte de hidrocarbonetos, a legislação argentina adota os princípios gerais de acesso de terceiros, segundo os quais terceiros têm acesso à infraestrutura sujeita às regulamentações aplicáveis. Assim, deve ser permitido o transporte de hidrocarbonetos pertencentes a terceiros em oleodutos sujeitos à Lei de Hidrocarbonetos, desde que haja capacidade disponível. Esse acesso não deve ser discriminatório, ou seja, as transportadoras não têm permissão para dar vantagens ou preferências a terceiros, a menos que tais preferências ou vantagens sejam baseadas em critérios objetivos aceitos pela autoridade competente (RANDLE e COGAN JR, 2019).

5.4.4. China

Em 2015, a malha de transporte dutoviário na China correspondia a 112 mil km, sendo 48 mil km para transporte de petróleo e derivados. (BLOOMBERG, 2019)

Historicamente, as empresas estatais chinesas (*state-owned enterprises* - SOEs) são as proprietárias da infraestrutura de petróleo e gás do país. Em 2014, a China instituiu o acesso de terceiros, que não fossem as SOEs, à infraestrutura de petróleo e gás por um período de cinco anos. Sob avaliação, os operadores de dutos e instalações deveriam conceder a terceiros o acesso às suas infraestruturas caso houvesse capacidade excedente. No caso de vários usuários, o princípio de não discriminação deveria ser aplicado. Ressalta-se, contudo, que no caso de contratos de serviço na situação de livre acesso (*open access*), seguia-se a concessão de capacidade com base no princípio de “primeiro a chegar, primeiro a ser servido”.

No entanto, ao longo dos cinco anos, diversos fatores dificultaram sua aplicação, como a ausência de autoridade competente e independente para determinar o que constituía “capacidade excedente”. Com isso, a avaliação da existência de “capacidade excedente” ficou sob responsabilidade dos operadores, com reduzida informação ao mercado. Ademais, as tarifas eram ad hoc, definidas pelo governo chinês, não havendo a construção de um preço de mercado. Ao longo dos cinco anos, houve reduzido acesso de terceiros à infraestrutura governamental e, em fevereiro de 2019, o período de avaliação foi descontinuado (HERBERT SMITH FREEHILLS, 2019). Em março de 2019, *National Development and Reform Commission* (NDRC) anunciou o estabelecimento de uma empresa nacional de dutos que poderá vir a incorporar os principais ativos de dutos para a empresa criada (BLOOMBERG, 2019).

5.4.5. União Europeia

O petróleo e seus derivados são movimentados livremente na infraestrutura da União Europeia. O transporte e a distribuição de petróleo e derivados na União Europeia utilizam as diversas

infraestruturas, tais como: oleodutos, transporte marítimo de curta distância, vias navegáveis, além do transporte ferroviário e do rodoviário. Os oleodutos e o transporte marítimo são usados principalmente para o transporte de petróleo bruto, enquanto os modais ferroviário e rodoviário são usados principalmente para o transporte de produtos refinados. Sendo assim, ao contrário do que ocorre no mercado do gás natural, e dada a multiplicidade de opções de modais de transporte, os oleodutos não apresentam regulamentação específica sobre acesso de terceiros. Nesse caso, aplicam-se as regras gerais de concorrência da União Europeia. Alguns países apresentam legislações próprias que regulamentam o assunto, como a Espanha (BJØRNMOSE et al., 2009).

Ressalta-se que, no caso do gás natural, o acesso ao transporte por gasodutos é estabelecido no Regulamento (CE) nº 715/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho da União Europeia, relativo às condições de acesso às redes de transporte de gás natural, que introduziu o conceito de acesso de terceiros, promovendo condições justas e não discriminatórias. A partir dos custos reais e contratos padronizados, um sistema de tarifas foi estabelecido e os órgãos reguladores têm dentre suas responsabilidades a supervisão e aprovação da alocação da capacidade, do nível e da qualidade dos serviços de movimentação (PARLAMENTO EUROPEU, 2009).

Espanha

A Espanha possui uma malha de dutos de mais de 4 mil km de extensão. O transporte não requer uma licença ou qualificação específica, mas a construção, a operação, a ampliação de capacidade e o abandono das instalações de transporte de petróleo e derivados necessitam de autorização administrativa prévia (*autorización administrativa previa*). Além da autorização administrativa prévia, as seguintes autorizações devem ser obtidas antes que qualquer instalação inicie a operação:

- Aprovação do projeto de construção de engenharia (*proyecto de ejecución*) necessário para o início dos trabalhos; e
- O certificado final de comissionamento (*acta de puesta en servicio*), sem o qual a instalação relevante não pode iniciar a operação comercial.

As autorizações serão concedidas pelo Ministério da Energia (se as instalações afetarem mais de uma região) ou pela autoridade regional onde a instalação estará localizada. Finalmente, há uma série de requisitos e licenças ambientais e de planejamento de terras relacionados à atividade e à operação municipal que podem ser exigidos (BENITO e COUSO, 2018).

A Lei nº 34/1998 dispõe sobre o Setor de Hidrocarbonetos, que regulamenta o regime jurídico das atividades relacionadas aos hidrocarbonetos líquidos e gasosos e cria a Comissão Nacional de Energia. Em seu artigo 41, a essa lei determina que os detentores de instalações fixas de armazenamento e transporte de derivados de petróleo permitam o acesso de terceiros por meio de procedimento negociado⁷⁶, sob condições não discriminatórias e transparentes, além de

⁷⁶ O acesso de terceiros às instalações de transporte de petróleo e derivados é negociado livremente entre as partes, sob condições técnicas e econômicas não discriminatórias, transparentes e objetivas, a preços acessíveis ao público. Por sua vez, o acesso de terceiros às instalações de transporte de gás natural é regulamentado pela Lei de Hidrocarbonetos, que garante o acesso às instalações mediante tarifa aprovada

condições técnicas e econômicas objetivas, aplicando tarifas que devem ser tornadas públicas. Os detentores de instalações também precisam notificar à Comissão Nacional de Mercados e Concorrência: os contratos que assinam, a tabela de preços pelo uso dessas instalações e de quaisquer alterações que possam ocorrer nessas (BOLETIN OFICIAL DEL ESTADO, 2019).

A Lei de Hidrocarbonetos ainda estabelece a estrutura legal de acesso de terceiros para oleodutos e gasodutos. Os direitos ao acesso de terceiros à infraestrutura de petróleo e derivados são exercidos de forma negociada, diferentemente do que ocorre na cadeia de gás natural, onde os referidos direitos são exercidos de forma regulada, sob um novo regime introduzido em 2015 (o mercado de capacidade secundária).

Existem nove refinarias de petróleo na Espanha que pertencem a três grupos diferentes de empresas: i) Repsol YPF; ii) Cepsa; e iii) BP España. Essas refinarias de petróleo estão conectadas à rede de oleodutos da *Compañía Logística de Hidrocarburos, S.A.* (CLH). A rede CLH cobre grande parte do território peninsular nacional e está conectada a uma parte das instalações de armazenamento e a todas as refinarias da Espanha (exceto a única refinaria localizada nas Ilhas Canárias).

Reino Unido

O Reino Unido apresenta três sistemas de redes de oleodutos ao longo de seu território, com mais de 4 mil km de dutos.

As refinarias são atendidas por uma rede de oleodutos e de terminais terrestres e aquaviários. Além do modo dutoviário, o petróleo e seus derivados são transportados por ferrovias e por via marítima.

Os oleodutos *offshore* e *onshore*, além da infraestrutura respectivamente associada, estão sujeitos a diferentes regimes legais no Reino Unido. A maior parte da produção de petróleo e gás natural do Reino Unido é derivada de campos offshore, localizados em sua plataforma continental (*UK Continental Shelf – UKCS*). A infraestrutura offshore normalmente é de propriedade e operada por empresas privadas. A construção e operação da infraestrutura offshore são regidas principalmente pela Lei do Petróleo (TOMSOM e DERRICK, 2019).

Como os sistemas de dutos offshore geralmente são de propriedade privada, uma empresa licenciada que deseje desenvolver campos de petróleo e gás offshore próximos à infraestrutura existente, geralmente procurará negociar acordos de acesso diretamente com os proprietários da infraestrutura. Caso o licenciado não concorde com um acordo de acesso satisfatório com os proprietários da infraestrutura, o licenciado poderá solicitar ao *UK Oil and Gas Authority* (OGA) que exija a concessão ao acesso.

pelo Governo e a obrigação do proprietário das instalações de transporte e distribuição de permitir o uso de tais instalações a comerciantes ou consumidores diretos do mercado (*consumidores directos en mercado*). O Ministério da Transição Ecológica (Ministerio para la Transición Ecológica de España – MITECO) pode autorizar os proprietários das instalações a recusar esse acesso se não houver capacidade suficiente, se a concessão desse acesso levar a dificuldades econômicas ou financeiras para o proprietário ou se a concessão do acesso exigir uma alteração nas instalações existentes. (RODRÍGUEZ, JIMÉNEZ, 2019).

A legislação que regulamenta diversos aspectos do uso da energia no Reino é a *Energy Act 2011* (UNITED KINGDOM, 2011), que em sua seção 82 dispõe sobre a aquisição de direitos de uso da infraestrutura de petróleo a montante. Essa seção determina que haja a intervenção do Secretário de Estado, no caso de uma instalação relevante que tenha o seu acesso negociado entre as partes (proprietário e usuário) sem consenso. A autoridade irá considerar a situação, observando os seguintes aspectos: a capacidade disponibilizada; incompatibilidades de especificação técnica; dificuldades que não possam ser superadas de maneira razoável e que possam prejudicar a produção futura eficiente; as necessidades do proprietário; os interesses de todos os usuários e operadores do duto ou da instalação; a necessidade de manter a segurança e a regularidade do suprimento de petróleo; e o número de partes envolvidas na disputa.

O *Energy Act 2011* estabelece o regime de acesso de terceiros que se aplica a todos os oleodutos e gasodutos e instalações *upstream* de processamento. Sob o regime, os proprietários de infraestrutura de *upstream* devem publicar, anualmente, suas principais condições comerciais de acesso. Terceiros que desejam obter acesso a essas instalações negociam diretamente com os proprietários em primeira instância, com base nesses termos comerciais publicados. Quando uma parte que busca acesso à infraestrutura de petróleo e gás não concorda com o proprietário com os direitos de acesso, ela tem o direito de solicitar à *UK Oil and Gas Authority* (OGA) uma autorização que conceda os direitos de acesso. A OGA poderá avaliar esse pedido apenas se considerar que as partes tiveram um tempo razoável para chegar a um acordo. Ao exercer seus poderes para determinar disputas de acesso de terceiros, a OGA é obrigada a agir de acordo com a Estratégia MER UK (*maximising economic recovery* - “MER UK”), e com os fatores estabelecidos no *Energy Act 2011*, que incluem: a capacidade que pode ser disponibilizada no oleoduto ou instalação em questão, além de quaisquer incompatibilidades de especificação técnica e que possam prejudicar a produção de petróleo e gás natural.

Caso a OGA decida que o acesso deva ser concedido, poderá enviar um aviso para as partes. Ao decidir os termos em que qualquer acesso deva ser concedido, uma das principais questões é a necessidade de identificar os custos e riscos relevantes e decidir sobre termos justos e adequados, caso a caso. A OGA pode emitir um aviso de acesso por sua própria iniciativa, quando não houver perspectivas realistas de que um acordo seja alcançado, mesmo quando as partes tiveram um tempo razoável para chegar a um acordo.

O regime da Lei da Energia de 2011 foi alterado pela Lei da Energia de 2016 para adquirir os poderes relevantes na OGA e introduzir algumas reformas no regime. Em particular, a Lei da Energia de 2016 introduziu algumas mudanças no regime para garantir que o processo de solicitação não precise ser reiniciado sempre que houver uma alteração na propriedade dos ativos ou interesses relevantes.

5.5. Arcabouço legal brasileiro

Como visto anteriormente, cada país possui peculiaridades relacionadas à infraestrutura dutoviária para a movimentação de petróleo e seus derivados e à forma de regulamentação dessa atividade. Nesse sentido, o Brasil desenvolveu seu próprio arcabouço regulatório a partir das características históricas associadas, sobretudo, à posição geográfica em relação aos potenciais supridores, aos arranjos político-territoriais locais e às características dos mercados domésticos, com o principal objetivo de garantir o abastecimento nacional de combustíveis.

Merece destaque, no âmbito do arcabouço legal brasileiro, as questões inerentes à separação das atividades de produção e transporte, à preferência do proprietário e ao acesso de terceiros à infraestrutura dutoviária.

5.5.1. Separação das atividades

Nas últimas décadas, com o objetivo, de uma maneira geral, de introduzir a competição nas atividades potencialmente concorrenciais e de regular as atividades naturalmente monopólicas, ocorreram reestruturações da indústria de infraestrutura em vários países. Dessa maneira, para realizar as reformas estruturais nas indústrias de infraestrutura fez-se necessário separar os diferentes segmentos da indústria, por meio da desverticalização (*unbundling*) das atividades. Esse receituário básico, no entanto, ia diretamente contra a lógica econômica de integração das atividades da cadeia.

De fato, as indústrias de rede são caracterizadas por representarem um conjunto de atividades distintas, mas com interdependência entre elas para que haja eficiência na prestação do serviço. As atividades compreendidas nos setores de infraestrutura são correlacionadas, o que traz à tona a questão da coordenação entre esses diferentes processos. Sendo assim, a prestação do serviço com qualidade e de forma ininterrupta só pode ocorrer mediante a coordenação dos distintos segmentos da cadeia da indústria, com vistas a auferir dos benefícios dessa coordenação. A lógica econômica que prevê ganhos de escala e de escopo e a redução de custos de transação vai no sentido da integração das atividades da cadeia.

Ao mesmo tempo em que a integração vertical das atividades de uma cadeia redundaria nos benefícios citados, ela também pode resultar na adoção de práticas discriminatórias e anticompetitivas, como a possibilidade do exercício do poder de mercado e da adoção do mecanismo de subsídios cruzados entre os segmentos da indústria⁷⁷. Assim, uma empresa verticalizada poderia subsidiar uma atividade competitiva com os recursos auferidos na atividade monopólica, na qual não está sujeita à competição. Nesse contexto, ela estaria adotando uma estratégia de competição desleal para eliminar ou impedir a entrada de outras empresas no mercado competitivo.

A fim de evitar a adoção dessas medidas, é necessário haver um nível de separação mínima entre as atividades da cadeia, ou seja, a separação contábil. Assim, mesmo que uma empresa seja verticalizada, é ideal que ao menos a contabilidade das distintas atividades seja feita de forma separada.

A reforma na indústria do petróleo no Brasil, por meio do art. 65 da Lei nº 9.478/97 (Lei do Petróleo) (BRASIL, 1997), foi mais adiante, pois exigiu da Petrobras não apenas a separação contábil da atividade monopólica da cadeia (o transporte), mas também a separação jurídica, quando determinou que a Petrobras constituísse uma empresa subsidiária para construir e operar os dutos de transporte. No entanto, a exigência de separação das atividades da cadeia não foi completa, uma vez que não foram estabelecidos limites à participação de grupos econômicos nos diferentes segmentos da cadeia do petróleo.

⁷⁷ Ao mesmo tempo em que a separação das atividades da cadeia permite maior transparência na formação dos preços e inibe práticas discriminatórias entre os diferentes elos da indústria, esta separação também resulta em perdas, em especial aquelas relacionadas à coordenação dos distintos segmentos de uma indústria de rede. Há, portanto, um paradoxo no *unbundling* vertical das atividades de uma indústria de rede (GÓEZ-IBAÑEZ, 2006).

O modelo idealizado pela ANP para o transporte dutoviário de combustíveis líquidos conta com dois agentes distintos, quais sejam, o carregador e o transportador. O primeiro é usuário do serviço de transporte, movimentando o produto até o consumidor por meio da infraestrutura operada pelo segundo.

Na Resolução ANP nº 35/2012 (para dutos longos, maiores que 15 km) (ANP, 2012) e na Resolução ANP nº 716/2018 (para dutos curtos, menores que 15 km) (ANP, 2018a), esta separação foi implementada por meio da exigência de que todo serviço de transporte seja formalizado por meio de contrato entre duas partes, as quais estão submetidas a vedações e exigências distintas. Os transportadores, por força do art. 4º da Resolução ANP nº 35/2012 e do art. 5º da Resolução ANP nº 716/2018, estão proibidos de comercializar produtos. Já os carregadores são somente usuários do serviço de transporte, conforme definição constante no inciso III do art. 2º das referidas resoluções.

Ainda de acordo com a Resolução ANP nº 35/2012, com o objetivo de incentivar a expansão do modo dutoviário e, conseqüentemente, reduzir o custo da logística de transportes, existe a possibilidade de subcontratação da capacidade de transporte por transportadores interconectados, disciplinada no art. 31 dessa resolução.

Contudo, dadas as preocupações relacionadas ao aumento do poder de mercado, foi estabelecido, na Resolução ANP nº 35/2012, regras de programação para facilitar a identificação de capacidade disponível ou ociosa pelos agentes de mercado e aumentar a capacidade de supervisão do órgão regulador.

Nesse sentido, o §1º do art. 19 da Resolução ANP nº 35/2012 dispõe sobre os prazos exigidos para antecedência e publicidade tanto das solicitações de programação dos carregadores quanto para a divulgação da programação pelos transportadores, prazos ampliados em relação à regulamentação anterior. Adicionalmente, por força do §1º do art. 31 da norma em comento, os contratos de reserva de capacidade entre transportadores só poderão ser firmados após analisados e aprovados pela ANP. Tais medidas favorecem o acesso não discriminatório e isonômico dos carregadores à infraestrutura de transporte, mas não esgotam as possibilidades de aprimoramento regulatório sobre a questão, como será comentado adiante.

5.5.2. Acesso de terceiros e preferência do proprietário

De acordo com a Lei do Petróleo, foi definido, em seu art. 58, a obrigatoriedade ao acesso de terceiros à infraestrutura dutoviária de transporte, sendo o seu uso facultado a terceiros interessados, mediante remuneração adequada ao titular das instalações:

(...)

Art. 58. Será facultado a qualquer interessado o uso dos dutos de transporte e dos terminais marítimos existentes ou a serem construídos, com exceção dos terminais de Gás Natural Liquefeito - GNL, mediante remuneração adequada ao titular das instalações ou da capacidade de movimentação de gás natural, nos termos da lei e da regulamentação aplicável.

§ 1º. A ANP fixará o valor e a forma de pagamento da remuneração adequada com base em critérios previamente estabelecidos, caso não haja acordo entre as partes, cabendo-lhe também verificar se o valor acordado é compatível com o mercado.

§ 2º. A ANP regulará a preferência a ser atribuída ao proprietário das instalações para movimentação de seus próprios produtos, com o objetivo de promover a máxima utilização da capacidade de transporte pelos meios disponíveis.

(...)

Assim sendo, todo duto que movimente petróleo ou combustíveis (derivados de petróleo, derivados de gás natural ou biocombustíveis) é obrigado, por lei, a atender, de forma não discriminatória, terceiros interessados nos serviços de movimentação de produtos citados.

O principal objetivo buscado com a obrigatoriedade do acesso de terceiros às infraestruturas de transporte é a introdução da competição nos segmentos de produção e fornecimento de combustíveis.

O livre acesso está disciplinado na Resolução ANP nº 35/2012 (do art. 3º ao art. 7º) para dutos longos, maiores que 15 km, e na Resolução ANP nº 716/2018 (do arts. 3º e 4º) para dutos curtos, menores que 15 km. Basicamente, esses dispositivos normativos tratam:

- i) do atendimento não discriminatório de terceiros interessados, de acordo com as capacidades contratadas, disponíveis e ociosas;
- ii) dos critérios de contratação firme e não firme;
- iii) da publicidade das informações de instalações de transporte necessárias para a prestação do serviço, inclusive as capacidades elencadas no item (i); e
- iv) da permissão de conexão entre instalações de transporte de proprietários distintos.

Os diversos tipos de capacidade mencionados no item (i) sempre estão relacionados aos volumes movimentados entre pontos de recepção e de entrega dos dutos.

As informações referidas no item (iii) devem ser devidamente prestadas, disponibilizadas de forma clara e em local de fácil acesso na página de internet do transportador para possibilitar uma rápida análise por parte de um eventual carregador, interessado na contratação dos serviços de transporte de produtos líquidos.

Ainda em relação a informações, é relevante mencionar que todo agente regulado, responsável pela operação de dutos, é obrigado a enviar à ANP informações mensais de movimentações referentes às suas atividades, conforme disposto na Resolução ANP nº 729/2018 (ANP, 2018c). O envio dos dados independe de o agente regulado estar ou não operando. Uma vez autorizado pela ANP a atuar como transportador dutoviário de líquidos, o agente tem a obrigação de enviar seus dados de movimentação de produtos a partir de um sistema próprio, mesmo que os dados de quantidade de produto movimentado sejam "zero" pelo fato da instalação se encontrar, ainda que temporariamente, fora de operação.

Está evidente que o objetivo principal das resoluções da ANP referente à infraestrutura dutoviária é regular o acesso aos dutos, mas os terminais terrestres associados a eles são atingidos lateralmente pela definição de instalações de transporte:

*Instalações de Transporte: dutos de transporte, estações de bombeamento e instalações de armazenagem indispensáveis à operação de cada duto;*⁷⁸

Ou seja, fica claro que o foco da regra de acesso busca atingir o duto e as instalações indispensáveis à operação daquele, podendo ser estendido às instalações de armazenagem (i.e., os terminais) nas extremidades ou ao longo desse duto. No entanto, a definição supracitada deixa margem para discutir se determinado terminal é essencial, ou não, à operação do duto a que se liga. Apenas se configurada a essencialidade é que haveria a obrigação regulatória de tratamento não discriminatório pelo prestador do serviço. Nesse ponto, caso tenhamos o intuito de comparar a doutrina das instalações essenciais ao regulamento vigente, podemos dizer que o duto de transporte sempre é considerado uma instalação essencial, ao passo que o terminal a que esse duto se conecta está sujeito ao enquadramento caso a caso.

De maneira geral, ao se estudar o caso dos terminais terrestres, observa-se que, tanto a lei quanto sua regulamentação não preveem o livre acesso a todas instalações desse tipo, como ocorre com dutos de transporte e terminais marítimos. Entretanto, é racional esperar que, quando um terminal terrestre for caracterizado como uma infraestrutura essencial, o conceito do livre acesso deveria ser estendido a essa instalação. Todavia, como apresentado, a base legal para isso não está tão bem assentada.

Assim, é possível observar algum grau de distanciamento entre o comando legal do art. 58 da Lei do Petróleo e a doutrina das instalações essenciais. De um lado, é previsto o livre acesso a todos os dutos de transporte e terminais marítimos, mesmo que algum caso específico não seja estritamente classificável como infraestrutura essencial. De outro lado, outras infraestruturas que poderiam ser classificadas como essenciais – terminais terrestres, por exemplo – não têm previsão, na Lei do Petróleo, de acesso não discriminatório.

Mesmo com esse descasamento entre teoria e legislação, é importante uma ampla reflexão antes de proposição de alguma alteração da Lei do Petróleo com vistas a convergir ao que a doutrina preconiza. Mais uma vez, é importante lembrar das dificuldades de se aplicar um teste simples e inequívoco a cada instalação para caracterizá-la como essencial, conforme a teoria propõe. Além disso, mesmo que isso seja possível, haveria um tempo transcorrido entre a manifestação de interesse de um agente por acesso à instalação de outrem, a coleta de informação pelo órgão regulador para aplicação do teste, as contra argumentações das partes e a decisão final. Caso esse tempo seja longo demais, poderá, por si só, inviabilizar a operação pretendida e desestimular novos pedidos de acesso. Sendo assim, a regulação ex ante provavelmente é mais eficaz para doutrinar esses casos.

Como visto, a existência de um transportador verticalizado é que dá condições à utilização exclusiva de uma instalação essencial, podendo causar o problema de subutilização de sua capacidade. Esse problema, assunto amplamente discutido em nota técnica elaborada por ANP (2018b), pode ser resolvido com a desverticalização. Para isso, considera-se a premissa de falta de incentivos por parte dos agentes verticalmente integrados em otimizar o uso da sua infraestrutura em benefício de todos os agentes atuantes no mercado e em investir eficientemente em terminais e dutos. Por fim, o trabalho sugere a aplicação compulsória da separação societária entre os transportadores e os agentes que atuam em atividades potencialmente concorrenciais para atingimento de um mercado concorrencial de transporte de combustíveis no país. Assim, espera-se que o transportador que não seja verticalmente

⁷⁸ Art. 2º, II, da Resolução ANP nº 35/2012.

integrado tenha incentivos para otimizar seu fator de utilização e seu nível de serviço na etapa de transporte, com benefícios esperados para a cadeia como um todo.

Em relação à preferência do proprietário, está disposto, no § 2º do art. 58 da Lei do Petróleo, que a ANP deverá regular a preferência a ser atribuída ao possuidor das instalações para movimentação de seus próprios produtos, com um objetivo de promover a máxima utilização da capacidade de transporte pelos meios disponíveis.

Entretanto, a legislação tão somente determina que deve ser regulamentada pela ANP tal preferência a ser atribuída ao proprietário, sem restringir qual será esta preferência, e tampouco de que forma ela será concretizada, cabendo ao órgão regulador decidir como serão as regras.

A preferência do proprietário está regulamentada na Resolução ANP nº 35/2012 (do art. 8º ao art. 12) para dutos longos e na Resolução ANP nº 716/2018, art. 6º para dutos curtos. De acordo com o art. 2º dessas resoluções, a preferência do proprietário é o volume mensal de produtos, movimentado entre pontos de recepção e de entrega, que é garantido ao proprietário do oleoduto para a movimentação de seus próprios produtos. Consequentemente, deveriam existir tantos valores de preferência quantos fossem os pares de pontos de recebimento e de entrega de produtos oferecidos para contratação nos dutos.

O regime de acesso vigente estabelece que o carregador proprietário tem garantida a preferência do proprietário, que lhe confere prioridade na utilização da infraestrutura pelos primeiros dez anos de operação de dutos longos. A partir do décimo ano, a preferência do proprietário sofre revisões quinquenais, que podem reduzir essa preferência para o nível da efetiva utilização nos anos imediatamente anteriores à revisão. Ademais, também em relação aos dutos longos, há impedimento ao carregador proprietário na utilização da capacidade contratada, alocada na preferência do proprietário, para a movimentação de produtos de terceiros. Não existe essa vedação e tampouco limite de tempo para a preferência do proprietário para os dutos curtos.

Importante mencionar que não há possibilidade de extensão da preferência do carregador proprietário aos acionistas da transportadora proprietária, caso estes venham a atuar na atividade de carregamento. Os benefícios para os proprietários das instalações de transporte são bem definidos: se os dutos são de propriedade do transportador, é permitida a contratação de capacidade por até quinze anos; se de propriedade do carregador, este detém preferência na contratação da capacidade da instalação, a princípio, limitada a dez anos e revisada a cada cinco anos após este período inicial. A extensão da preferência do proprietário aos acionistas da empresa transportadora detentora dos ativos implicaria no acúmulo de ambos os benefícios descritos por parte do carregador acionista do transportador, resultando em vantagens excessivas para tais agentes e incentivos para esse tipo de estruturação de negócio, o qual se distancia do objetivo de efetiva separação da atividade de transporte das demais.

Além disso, a adoção de tal medida significaria um incremento das barreiras à entrada ao mercado de combustíveis líquidos, uma vez que restringiria ainda mais as condições de acesso de terceiros à infraestrutura dutoviária de transportes.

Em relação ao terminal terrestre, verifica-se que a preferência do proprietário dessa instalação, mais uma vez, é tratada apenas lateralmente, quando ligado ao duto, desde que seja indispensável à sua operação, conforme a definição adotada de instalações de transporte.

5.6. Contribuição dos agentes econômicos

Buscando fomentar o diálogo transparente e a ampla participação dos agentes envolvidos com as questões afetas ao acesso de terceiros à infraestrutura dutoviária e de terminais terrestres associada à movimentação de petróleo, seus derivados líquidos e biocombustíveis, 54 interessados colaboraram com o preenchimento de um questionário com 12 perguntas a respeito das propostas que ensejam a promoção da concorrência no setor de acordo com as diretrizes da Resolução CNPE nº12/2019.

No escopo do referido questionário, encontram-se temas alusivos ao assunto tratado neste documento. Além disso, foi considerado também o conteúdo das reuniões presenciais realizadas com os agentes.

O desenvolvimento das condições de acesso de terceiros à infraestrutura de dutos de transporte e de terminais para movimentação de petróleo, seus derivados e biocombustíveis possui potencial de trazer benefícios ao mercado, por meio da desconcentração e diversificação de agentes, com vistas a impactar positivamente o bem-estar do consumidor. Mister destacar que todas as alterações propostas demandam respaldos regulatórios e jurídicos aos contratos vigentes, a fim de que observações minuciosas abarquem todos os envolvidos para uma transição segura, transparente e eficiente.

As contribuições dos agentes, de uma forma geral, confluíram para uma mesma direção, no sentido de apoiarem o livre acesso à infraestrutura dutoviária e de terminais, desde que respeitados os mecanismos da regulação. Um leque minoritário, não menos importante, indagou óbices à questão, as quais, explanadas juntamente com as principais ponderações favoráveis, constituem a participação dos interessados ao tema. Como houve posicionamentos análogos de vários agentes, as ideias centrais foram integradas e sintetizadas nas principais recomendações a seguir:

- Observância ao livre mercado: o acesso por terceiros deverá sempre observar o livre mercado da oferta e demanda, sendo submetido às leis concorrenciais, sem tutela do Estado.
- Respeito aos contratos vigentes: o acesso por terceiros poderá ocorrer desde que seja programado, remunerado, com respeito aos contratos dos serviços já celebrados e vigentes.
- Prioridade aos proprietários: qualquer acesso aos ativos de infraestrutura deve garantir prioridade ao proprietário.
- Incentivos aos investimentos: o livre acesso à infraestrutura deve ser cuidadoso de modo que não haja perda de ações de comercialização pelo terminal. Qualquer acesso a ativos de infraestrutura deve garantir o direito do proprietário de obter o retorno financeiro sobre o investimento realizado, de forma a não inibir novos investimentos. Enquanto não se conclui a discussão sobre acesso de terceiros à infraestrutura, há insegurança jurídica, o que contribui para que as decisões de investimentos sejam postergadas.
- Limitação aos ativos essenciais: qualquer discussão sobre acesso a ativos de infraestrutura deve se limitar àqueles tidos como “ativos essenciais”. Alguns requisitos são indispensáveis ao entendimento de um ativo como essencial, tais

como o controle da infraestrutura essencial por um monopolista e a incapacidade física ou técnica de se duplicar essa infraestrutura.

- Definição de regras claras de acesso: o acesso às infraestruturas de armazenamento e transporte deve ser negociado, com regras claras, transparentes e segundo diretrizes da ANP e ANTAQ (este para terminais aquaviários). Em situações de não acordo, deve ser previsto arbitramento da ANP para evitar impedimentos ao mercado.
- Administração das regras de acesso: as regras de acesso devem ser administradas pelo poder público, com uma parte da capacidade de movimentação e armazenagem sendo segregada de forma exclusiva para negócios na modalidade de contrato *spot*.
- Necessidades de investimentos: algumas sugestões foram apontadas pelos interessados como áreas novas e/ou antigas que necessitam ser desenvolvidas, assim como ativos de infraestrutura que precisam de melhorias de acesso para importação e movimentação de combustíveis. A seguir, relatam-se as sugestões dos agentes sobre esse ponto:
 - 1) FECOMBUSTÍVEIS - necessidade de aumento de bases portuárias para recebimento, estocagem e transporte de combustíveis. Ampliação do acesso dos elos do segmento de combustíveis aos terminais, bases e dutos para escoar o produto.
 - 2) SINDIGAS - necessidade de investimentos privados e revisão da estrutura de acesso à infraestrutura primária de descarregamento de GLP, a fim de viabilizar, mediante avaliação do mercado e planos de negócios, a importação de produto do exterior, a custos competitivos, e a transferência direto para as bases das distribuidoras.
 - 3) COPAGAZ - atualmente todos ativos de infraestrutura são deficitários para GLP, cabendo a sua total reformulação e aprimoramento.
 - 4) IPIRANGA ULTRAGAS ULTRACARGO - necessidade de investimentos nos portos, visto o esgotamento da infraestrutura de abastecimento primário de GLP, uma vez que existem poucos portos no país adequados para receber grandes navios importadores (Santos e Suape). Não tendo sido considerada, nos terminais associados aos três polidutos de transporte de derivados de petróleo (OSBRA, ORSUB E OPASC), a demanda do mercado de GLP. Há gargalos também em acesso à infraestrutura rodoviária e ferroviária.
 - 5) GRANEL - no campo da otimização logística, são necessários investimentos em infraestruturas portuárias e em terminais aquaviários nos portos de Santos/SP, Cabedelo/PB, Vitória/ES, Miramar e Vila do Conde/PA e Pecém/CE, dentre outros; ferrovias, como a Ferrogrão e a Malha Paulista; dutos (ampliações do OSBRA, ORBEL e RP18); e ampliações em terminais terrestres e bases de distribuição.

Cabe citar que muitos agentes relataram a ocorrência de negativas de acesso por parte do agente dominante. Ademais, relataram terem sido impossibilitados de construir e operar dutos

por morosidades na obtenção de licenças e burocracia. Enumera-se a seguir as experiências relatadas:

- 1) A CIAPETRO alega que há regras que dificultam a utilização dos terminais, como por exemplo o terminal de São Sebastião, em São Paulo, em que após a descarrega de um produto importado, demora-se em torno de 60 (sessenta) dias para poder retirá-lo.
- 2) A PETROBAHIA afirma que o acesso nunca foi dado nos portos, seja pela Transpetro ou Petrobras. Em reuniões com a empresa, solicitaram o acesso ao Terminal de Madre de Deus e ao Terminal de Itaquí, que não foi autorizado. Fizeram importação e tiveram perdas decorrentes de excesso de tempo de *demurrage*, além de perdas pelo mau uso da infraestrutura de tancagem e do porto por importadores. Estes estrangularam de maneira proposital a operação no Porto de Aratu, impactando não somente os agentes desse segmento como também os outros usuários dos píeres.
- 3) Para a RODOIL, o acesso aos terminais da Transpetro não existe. Não há disponibilidade significativa de terminais devido à falta de investimento, fazendo com que os espaços disponíveis fiquem, conseqüentemente, caros.
- 4) A CONSIGAZ faz uma observação quanto à dificuldade decorrente da burocracia para obtenção de licenças para construção e operação de duto no tocante ao acesso de GLP. Alega que não se trata tanto de acesso aos dutos, mas de morosidade na obtenção de licenciamento dos órgãos ambientais e de outras instituições.
- 5) A GRANEL relatou dificuldade em Santos (Alemoa), onde estão desenvolvendo um novo terminal para armazenagem de granéis líquidos. Para a ligação dos tanques ao píer público da Alemoa, foi necessária a passagem dos dutos por áreas da Transpetro e Codesp. Após exaustivas tratativas sem sucesso com essas empresas, foi imperiosa a obtenção de uma liminar na justiça para efetivação da obra.
- 6) Por último, a ATEM afirma que há dificuldade quando a operação é realizada por distribuidoras, pois há dificuldade de se negociar acesso e preço.

Os casos de negativas de acesso à infraestrutura de movimentação de combustíveis foram também reportados pela empresa GRANPETRO, que venceu uma licitação em 2013 para abastecimento da Força Aérea Brasileira (FAB) em Guarulhos, mas foi desclassificada pela indisponibilidade de acesso a tal infraestrutura. Um processo judicial se arrastou até 2017, quando a decisão do Tribunal de Justiça de São Paulo liberou o acesso da referida empresa à infraestrutura. De acordo com decisão do TJ-SP, ficou estabelecido que a GRANPETRO pode entrar no contrato do aeroporto de Guarulhos, mas a empresa ainda não conseguiu acesso. O caso também é objeto de investigação do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) por meio do Inquérito Administrativo nº 08700.001831/2014-27.

A Nota Técnica 27/2018/CGAA4/SGA1/SG/CADE do órgão sobre o assunto aponta indicativos de que a rede de hidrantes é infraestrutura essencial para a atuação no mercado de distribuição de QAV no Aeroporto de Guarulhos/SP, considerando: (i) a difícil duplicação da rede de hidrantes, (ii) a vantagem competitiva que ela confere; e (iii) indicação da administradora do aeroporto de vedação ao abastecimento de aeronave sem a rede de hidrantes. A nota técnica refere-se ainda às regras contratuais relativas à administração da infraestrutura de movimentação de QAV no aeroporto que podem impor barreiras à entrada. Em vista dessas circunstâncias e de outros indicativos de possível colocação de barreiras à entrada artificiais aos fornecedores de QAV, é sugerida a instauração de processo administrativo para avaliar tais possibilidades e eventual aplicação de sanções administrativas.

Destarte, diante do conteúdo dos questionários respondidos, observa-se que alguns agentes divergem da opinião majoritária sobre acesso de terceiros à infraestrutura de movimentação de combustíveis. Isso porque, conforme será apresentado a seguir, há opiniões contrárias à previsão de acesso de terceiros. Isso pode ser um indicativo de que o governo precise fazer a concessão de infraestruturas, como em rodovias, garantindo acesso a todos e com cobrança isonômica.

- Seguem opiniões contrárias ao acesso:
 - 1) Para a ALESAT, a exigência de pleno acesso inibirá a construção de novos ativos de infraestrutura, o que levará, no futuro, a um problema mais grave que uma eventual redução da concorrência: o desabastecimento do país.
 - 2) Segundo o IBP, as bases de TRRs, as bases de distribuidoras e os parques de abastecimento de aeronaves (PAAs), localizados em aeroportos, não devem ser objeto de análise de livre acesso, dada a sua replicabilidade e escalabilidade, conforme o tamanho do negócio, ou seja, entende que tais regras não se aplicam aos dutos longos de transferência entre refinarias.

5.7. Análise e recomendações

De acordo com o exposto sobre o acesso de terceiros à infraestrutura para movimentação de petróleo, demais combustíveis líquidos e biocombustíveis, apesar do chamado “fim do monopólio” legal da estatal, é notório o quase domínio da Petrobras no referido segmento. Tal cenário pode ser explicado por questões históricas e pela permanência na verticalização, de fato, da Petrobras e implica em possíveis imposições de barreiras à entrada, advindas da estrutura do mercado. Ressalta-se que, inicialmente, pretendia-se, com a Lei do Petróleo, introduzir a possibilidade de competição nas atividades potencialmente concorrenciais ao longo da cadeia produtiva de petróleo.

Entretanto, observa-se que o principal agente carregador (a Petrobras) exerce influência decisiva na atividade de transporte, uma vez que é acionista exclusivo da única empresa transportadora de combustíveis fósseis (a Transpetro). Destaca-se que, após a promulgação da supracitada lei, não foi realizada qualquer avaliação da necessidade de alterações da infraestrutura de movimentação de combustíveis líquidos existente para atendimento ao mercado como um todo, com a pretendida participação de vários agentes.

O fato dos dutos terem permanecido sob o domínio da Petrobras, aliado à condição da Transpetro como sua subsidiária integral, não teve o condão de gerar incentivos para que esta última investisse em sua infraestrutura. Entende-se que os investimentos nas ampliações e na manutenção dessas instalações poderiam ser realizados pela Petrobras. E, uma vez que a Petrobras atua nos mercados concorrenciais nos elos a montante (refino e importação) e a jusante (*downstream*), não é possível reunir incentivos para que a Transpetro, na qualidade de único transportador de combustíveis fósseis, planeje e invista na infraestrutura dutoviária de modo a contemplar, de modo isonômico, as necessidades de todos os agentes atuantes nos mercados citados.

Mesmo avançando na segmentação da atividade de transporte, conforme Lei do Petróleo, a simples separação jurídica (segunda etapa no processo de separação) não tem sido suficiente para garantir a competição nas atividades potencialmente competitivas da cadeia. Para que ela ocorra de fato, é necessário garantir o acesso de todos os potenciais competidores à infraestrutura de transporte, que se caracteriza por ser um quase monopólio natural. No caso da separação jurídica, é possível que, mesmo havendo empresas juridicamente distintas, um transportador que seja controlado por um carregador atue no sentido de defender os interesses deste último, adotando medidas discriminatórias de acesso entre carregadores.

O momento é de reflexão em relação ao prosseguimento nas etapas de desverticalização da atividade, com a devida avaliação da separação societária, terceiro nível na separação das atividades, e estabelecimento de limites de participação cruzada de grupos econômicos nos diferentes segmentos da cadeia. Isso pode evitar que uma empresa de um segmento aja em função do interesse específico de sua controladora, ou de empresa com relevante participação acionária, que atua em outra atividade da cadeia.

O princípio que está por trás desse postulado é a independência entre os segmentos da cadeia, em especial, o da atividade de transporte, que pode apresentar características de monopólio natural. Com efeito, o *unbundling* (em seus diferentes níveis) visa à independência das atividades da cadeia, promovendo, pela ótica do transportador, a maximização da utilização da capacidade de transporte de seu ativo, e, pela ótica do carregador, o acesso não discriminatório às infraestruturas. Essas medidas possibilitariam o incentivo à competição nas atividades potencialmente concorrenciais, criando as condições para o desenvolvimento do mercado de comercialização de combustíveis líquidos de forma competitiva.

Obviamente, as regras de desverticalização não são aplicáveis somente ao atual monopolizador, mas a todos os agentes que desejem atuar nas atividades de transporte. Já existe previsão, na Lei do Petróleo, art. 56, c/c art. 5º e art. 4º, para que a ANP edite normas a serem obedecidas para regular tal atividade. As resoluções que disciplinam a atividade de transporte em dutos longos e curtos, as quais contam com a regra de *unbundling* parcial, possuem amparo legal justamente naqueles dispositivos normativos. Resta, agora, verificar se é plausível avançar, tendo em vista a dinâmica do mercado, e efetuar uma revisão dessas resoluções com a finalidade de promover uma desverticalização total na cadeia do petróleo.

Nas seções anteriores, foi apresentada a previsão legal e infralegal para disponibilização de acesso a terceiros às infraestruturas dutoviárias. Contudo, notou-se também a existência de alguns problemas relacionados a esse acesso.

Em relação aos dutos iniciados ou que terminam em tanques não pertencentes aos terminais, cujo acesso por terceiros seja de operacionalização problemática embora implicitamente

previsto em norma infralegal, atualmente torna-se inviável o oferecimento de serviços de transporte dutoviário pela Transpetro sem a celebração de um contrato de arrendamento entre Petrobras e Transpetro, ou algum outro instrumento, que garanta o oferecimento de serviços pelo transportador para utilização da tancagem daquelas instalações. Tal questão é resultado da ausência de separação da infraestrutura da Transpetro e da Petrobras quando da criação da primeira e da revisão da classificação dos dutos. Assim, é aconselhável a criação de normas para a classificação objetiva e inequívoca de todos os dutos, inclusive os não pertencentes aos terminais.

Para contornar o inconveniente devido à programação e à operação dutoviária baseada na priorização da movimentação de grandes volumes provenientes das refinarias da Petrobras, recomenda-se que os pedidos de acesso estabeleçam um volume mínimo por batelada, para cada produto, para aprimorar a análise pelo transportador e pelos interessados na prestação do serviço.

A diferenciação entre “trechos” e “dutos” implementada pela Petrobras deve ser tratada em caráter de urgência pelo órgão regulador, buscando reavaliar toda a malha dutoviária para verificação do correto enquadramento e autorização, nos moldes das Resoluções ANP nº 35/2012 e nº 716/2018. Recomenda-se, ainda, criar um critério claro para definir os limites dos dutos e quando seria preciso segmentá-los em trechos.

Em relação à movimentação de biocombustíveis (principalmente etanol) ou qualquer outro produto especial nos dutos, juntamente com os hidrocarbonetos produzidos nas refinarias, o que pode gerar problemas operacionais, aconselha-se verificar, a partir de um maior detalhamento e análise, as implicações dessa operação, antes de ser considerado um simples pedido de acesso à capacidade.

Em síntese, devido à dinâmica do mercado, novas situações relacionadas à questão do acesso não discriminatório à infraestrutura dutoviária surgem, havendo a necessidade de revisão de Resoluções existentes ou, se necessário, de criação de novas resoluções.

No que concerne à preferência do proprietário, o espírito da atual regulação é garantir que os investimentos realizados recebam, como contrapartida, a previsão de uso exclusivo pelo próprio proprietário do oleoduto por um período de tempo (atualmente de dez anos) e que, posteriormente, ele tenha a possibilidade de preferência de acesso, porém de modo a não comprometer a entrada de novos agentes no mercado, considerando que os dutos não devam ser utilizados como barreira anticoncorrencial. Registre-se que a previsão de período de exclusividade de uso está de acordo com experiências internacionais de regulação ao acesso de terceiros a outros tipos de infraestrutura, como gasodutos de escoamento, unidades de processamento e terminais de gás natural. A União Europeia, o Reino Unido e a Noruega, por exemplo, utilizam o período de exclusividade em situações de construção das referidas infraestruturas, de forma a incentivar a realização de novos investimentos.

A revisão quinquenal da preferência do proprietário é um momento oportuno para rever as condições de preferência de acesso do proprietário ao duto e a aderência da respectiva resolução. Caso a revisão periódica da preferência não seja realizada, há risco de se privilegiar indevidamente o proprietário e, ainda, de ocasionar operação economicamente ineficiente dos dutos, haja vista que poderiam existir capacidades de transporte não utilizadas pelo transportador. As atuais resoluções da ANP associadas à infraestrutura dutoviária dispõem de condições e mecanismos de controle criados para assegurar o uso da máxima capacidade de

transporte dos oleodutos, considerando-se a existência da preferência, cujo aumento não é desejável, durante o processo de revisão quinquenal, pois diminuiria a capacidade disponível ao mercado.

Atualmente, há divergências entre o transportador monopolista e a ANP em relação ao cálculo de capacidades para estipular a preferência do proprietário, resultando na prestação de informações em desacordo com o disposto nas resoluções da ANP referentes a dutos longos e curtos. A maior divergência está associada ao cálculo de capacidade considerando os pares “ponto de entrega” e “ponto de recepção”, uma vez que estas são as capacidades que interessam ao mercado, para fins de contratação. Seria recomendável um alinhamento entre a realidade operacional e o disposto nas resoluções, efetuando, se necessário, uma revisão dos instrumentos de regulação supracitados.

Cabe mencionar que o agente transportador dominante oferece resistência em informar, tempestivamente, por meio de sistema computacional, os dados detalhados de movimentação de produtos, separados por carregador, para a ANP, descumprindo o disposto na Resolução ANP nº 729/2018. Esses dados são cruciais para uma adequada análise das possibilidades de acesso de terceiros, que requer divulgação de valores mais precisos e ágeis de capacidade disponível.

Ressalta-se, ainda, que a atual divulgação dos dados de movimentação no site de Internet dos transportadores precisa incluir mais informações para tornar os pedidos de uso dos dutos viável e que a forma de cálculo de capacidades realizada pelo transportador esteja conforme os regulamentos vigentes.

Foi constatado que o acesso não discriminatório de terceiros e a preferência de proprietário aos terminais terrestres só é possível de maneira reflexa (lateralmente), quando essas instalações estão ligadas aos dutos, desde que sejam indispensáveis à operação de cada duto, conforme a definição adotada para instalações de transporte. Assim, recomenda-se uma avaliação da possibilidade da revisão legal e regulatória para que seja estendida, aos terminais terrestres, a mesma abordagem existente em relação aos terminais aquaviários, no que se refere às regras de acesso de terceiros e preferência de proprietário, desde que não prejudique a alocação eficiente de recursos e a realização de novos investimentos.

Destaca-se a questão dos dutos conectados em instalações de terminais privados e de portos públicos, a respeito da classificação dos dutos e da preferência do proprietário. Considerando o princípio insculpido no art. 58 da Lei do Petróleo, de que as instalações de transporte de combustíveis (terminais marítimos e dutos de transporte) deveriam prover acesso, é preciso refletir se os dutos de transporte conectados em áreas portuárias privadas deveriam ter tratamento diferenciado daqueles conectados a portos públicos, com relação à preferência do proprietário. Em especial, é necessário averiguar se deveria ser impedida qualquer preferência ao proprietário de dutos de transporte iniciados em Portos Organizados. Essa avaliação deve considerar a formação de barreiras à entrada e outros obstáculos à concorrência, bem como incentivos a novos investimentos.

No tocante às contribuições dos agentes do mercado, não foram relatados apontamentos diretos e objetivos que indicassem alterações no arcabouço regulatório. A maioria dessas contribuições se posicionou favorável ao livre acesso de terceiros a dutos de transporte e terminais terrestres para movimentação de petróleo, seus derivados e biocombustíveis. Não obstante, algumas divergências, de forma minoritária, também foram abordadas pelos

interessados, seguidas de óbices ao acesso. Ademais, outras sugestões, como a necessidade de investimentos e casos de negativas de acesso foram contempladas neste documento.

No que tange ao alinhamento majoritário dos agentes, tem-se uma convergência que corresponde aos princípios fundamentais aos quais o livre acesso deve se ater. Entre eles constam a observância ao livre mercado, o respeito aos contratos vigentes, a prioridade dos proprietários, os incentivos aos investimentos, os limites aos ativos essenciais, as regras claras de acesso e sua devida administração.

Quanto às divergências, a forma de contratação entre as partes para o acesso da infraestrutura foi abordada tanto por modelo de concessão, no qual o Estado possui maior papel, quanto pelo livre mercado, situação que não cabe tutela por parte do Estado. Neste último modelo, o acordo entre as partes submete-se às leis concorrenciais, em que o equilíbrio de mercado apresenta solução eficiente.

Referente aos óbices apresentados, é importante dar atenção às possíveis ações que possam induzir o desinvestimento e inibir a construção de novos ativos de infraestrutura. Porém, essa preocupação não é justificativa para se restringir, de forma absoluta, qualquer acesso aos terminais e dutos. Considera-se, portanto, de forma essencial, conforme já afirmado, como fundamental a revisão da regulação com a inclusão de mecanismos que propiciem maior clareza das regras de acesso, assim como a prioridade aos proprietários e a devida remuneração aos seus investimentos.

Cita-se, também, a necessidade de desburocratização e celeridade no licenciamento ambiental.

Em relação às necessidades de investimentos, mostrou-se a urgência em se promover a ampliação da infraestrutura do parque atual, principalmente em relação aos portos. Segundo a LEGGIO, conforme abordado por agentes nos questionários, apenas os investimentos em infraestrutura logística para o *downstream* representarão, caso sejam realizados, uma redução anual do custo de suprimento de combustíveis no Brasil de cerca de R\$ 1 bilhão.

Por fim, os casos de negativas de acesso relatados pelos agentes durante as oitivas indicam que não se pode descartar a hipótese de exercício de poder de mercado de agentes que controlam infraestruturas de dutos e terminais em prejuízo à livre concorrência, o que tende a reduzir o bem-estar do consumidor.

Nesse ponto, um caminho desejável reside no desinvestimento por parte do agente dominante para que o mercado possua menor concentração, especialmente no suprimento primário.

Caso o agente dominante não execute um processo robusto de desinvestimento, é papel da ANP reformular a regulação com vistas a propiciar garantia e isonomia no acesso, trazendo para o arcabouço regulatório mecanismos da doutrina das facilidades essenciais. Da mesma forma, cabe ao CADE avaliar as condutas de agentes que controlam infraestruturas de dutos e terminais, bem como processos de fusão e aquisição com implicações nesse controle, com vistas a promover a concorrência no setor.

5.8. Considerações finais sobre o acesso de terceiros à infraestrutura

Na conjuntura atual da indústria do petróleo, em que o mercado nacional assiste a um desinvestimento da Petrobras, é importante destacar que a legislação vigente não determina a

quem cabe definir o traçado e as interligações da infraestrutura de transporte dutoviário de combustíveis no território brasileiro ou com os demais modos, tampouco a necessidade de ampliação dos oleodutos de qualquer porte. Portanto, o planejamento da estrutura de transporte dutoviário para os combustíveis líquidos permanece, de fato, sob a responsabilidade da Petrobras, uma vez que não há um mecanismo de planejamento governamental determinativo.

Nesse contexto, um novo entrante no setor de produção de combustíveis, que pretenda investir em nova refinaria ou UPGN, precisa optar entre viabilizar um novo sistema dutoviário que atenda aos seus próprios interesses ou negociar o uso da infraestrutura existente, com o agravante de que este agente teria que lidar com os requisitos logísticos da Petrobras, que investiu nos dutos existentes.

Além disso, os potenciais novos entrantes enfrentam a situação da existência de praticamente um agente transportador de combustíveis fósseis, operando a totalidade da infraestrutura de maior porte e com incentivos completamente alinhados aos interesses do seu acionista majoritário, aliada à mencionada falta de planejamento logístico no que tange às instalações ou às ampliações dos oleodutos no Brasil. Assim sendo, o arcabouço legal/regulatório deve ser aprimorado no sentido de permitir que os investimentos no setor (principalmente os que poderiam advir dos entrantes no setor de logística e transportes nacional) atendam de forma eficiente as potenciais demandas por transporte de combustíveis líquidos.

Finalmente, é importante frisar que já existe, atualmente, um arcabouço regulatório em relação ao acesso de terceiros à infraestrutura para movimentação de petróleo, demais combustíveis líquidos e biocombustíveis, que se cumprido efetivamente por todos os agentes regulados, indiscriminadamente, favorece o desenvolvimento das atividades em comento. Contudo, dada a dinâmica dos mercados de petróleo e gás natural, o anunciado plano de desinvestimento da Petrobras e a concentração de mercado em determinados segmentos do setor, inclusive, nas atividades logísticas, ajustes da regulação de acesso de terceiros à infraestrutura de movimentação são necessários para a promoção da concorrência, do bem-estar de consumidores e segurança adequada das sociedades empresárias da economia brasileira.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este relatório apresentou estudos de modelos de negócios e os arranjos societários possíveis para promoção da livre concorrência no abastecimento de combustíveis, bem como das condições de acesso de terceiros a dutos de transporte e terminais terrestres para movimentação de petróleo, seus derivados e biocombustíveis. Além do diagnóstico da situação atual, avaliou-se as boas práticas internacionais, os avanços tecnológicos trazidos pela indústria 4.0 aplicáveis ao setor e as oportunidades de melhoria para dinamizar o mercado, buscando a garantia do abastecimento e a proteção dos interesses do consumidor.

Para a consecução do objetivo estabelecido no art. 2º da Resolução CNPE nº 12/2019, os estudos foram divididos em 3 grandes temáticas, com a participação de todos os órgãos envolvidos e as seguintes coordenações:

- **Tema 1**, coordenado pelo Ministério da Economia, o qual tratou sobre verticalização em qualquer agente regulado, incluindo a participação societária, a titularidade dos ativos, as relações contratuais e comercialização direta de importador e produtor com revendedor, para gás liquefeito de petróleo (GLP) e combustíveis líquidos;
- **Tema 2**, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia, o qual tratou sobre as novas formas de comercialização de GLP, tais como enchimento fracionado e comercialização em recipientes de outras marcas; e
- **Tema 3**, coordenado pela ANP, o qual tratou do acesso de terceiros a dutos de transporte e terminais terrestres.

Sobre o **Tema 1**, o trabalho ofereceu contribuições para o aprimoramento regulatório dos diversos segmentos da indústria de petróleo, mais aderente à adoção de mecanismos de mercado e menos propensa a estruturar a organização da indústria, com estímulo à maior concorrência e arranjos mais eficientes, as quais apresentamos de forma resumida:

- permitir que o produtor (refinador): a) realize mistura de Gasolina A com etanol anidro nas plantas de refino (Resoluções ANP nº 40/2013 e nº 777/2019); b) venda combustível para posto revendedor e, caso opte por isso, tenha em contrapartida obrigações similares a do distribuidor para formação de estoques e preservação de qualidade (Resoluções ANP nº 16/2010, nº 67/2011 e nº 44/2013); c) preste serviços para outros segmentos; e d) alugue estrutura para outros agentes interessados em operar a unidade de refino;
- remover a obrigatoriedade do importador de comprovação de estoque para o etanol anidro (Resolução ANP nº 67/2011 e Resolução CNPE nº 11/2017);
- eliminar a vedação de o importador comercializar produtos com outros importadores (Resolução ANP nº 777/2019);
- extinguir a proibição de o importador poder importar correntes de hidrocarbonetos (Resolução ANP nº 777/2019);

- v. encerrar a vedação de o importador importar produto (combustível líquido) já misturado, ou fazer mistura (Resolução ANP nº 777/2019); e
- vi. manter a vedação de o importador comercializar combustível com o posto revendedor.
- vii. eliminar vedação de comercialização gasolina e querosene de aviação – GAV e QAV por TRR (Resolução ANP nº 8/2007);
- viii. eliminar vedação de aquisição de GAV diretamente do produtor do combustível, sem a intermediação dos distribuidores, por TRR (Resolução ANP nº 8/2007);
- ix. eliminar vedação ao compartilhamento de infraestrutura de armazenagem de gasolina, etanol hidratado, GAV e QAV, por TRR (Resolução ANP nº 8/2007);
- x. eliminar reserva de mercado do TRR – consumidor de até 15 m³ (Resolução ANP nº 34/2007).
- xi. atualização dos requisitos para produção de combustíveis em Centrais Petroquímicas (Portarias ANP nº 317/2011 e nº 84/2001); e
- xii. permitir integração vertical entre distribuidor e revendedor (Resoluções ANP nº 58/2014 e nº 41/2013); ou entre refinador e distribuidor; ou entre qualquer agente da cadeia.

Este relatório também ofereceu contribuições para avaliação de possibilidades de aprimoramento regulatório do abastecimento de GLP, objeto do **Tema 2**. As contribuições podem, especialmente, auxiliar o avanço de estudos e o desenvolvimento de trabalhos da ANP no âmbito de sua agenda regulatória.

Em vista dos propósitos descritos, foram apresentadas questões que podem ser úteis para suporte à análise e à formulação de propostas regulatórias para a cadeia do GLP. O conjunto de orientações abrange os seguintes tópicos:

- i. verificar eventuais barreiras regulatórias à multiplicidade de estratégias de negócios e fornecimento de produtos, inclusive, para não introduzir novas barreiras, ou substituir as existentes por novas;
- ii. avaliar soluções privadas para tratar falhas de mercado;
- iii. verificar a oportunidade e privilegiar a adoção de regulação por incentivos, em substituição aos mecanismos de comando e controle mais comum nas práticas tradicionais de regulação.
- iv. analisar a alocação de riscos e responsabilidades do investimento, manuseio, transporte e conservação e descarte do botijão;
- v. estabelecer adequados mecanismos de transição, para que eventuais mudanças ocorram dentro da mais ampla segurança jurídica e regulatória;
- vi. delinear mecanismos de segurança, que pode incluir a utilização de tecnologias de rastreabilidade para a atribuição de responsabilidade dos agentes, garantindo uma maior efetividade da alocação e da responsabilização das atividades autorizadas; e
- vii. avaliar o custo dos mecanismos de rastreabilidade para o setor público e consumidores.

Uma implicação importante do conjunto de orientações, particularmente privilegiar a adoção de regulação por incentivos, é que a regulação deve evitar cristalizar em seus atos opções tecnológicas e arranjos comerciais. No caso da cadeia de GLP, a implicação significa que a regulação deve evitar impor restrições aos modelos de negócios e respectivas escolhas de tecnologia e relações comerciais das empresas, privilegiando estabelecimento de regras de segurança e de fiscalização compatíveis com as restrições orçamentárias da ANP.

Por isso, uma recomendação deste trabalho é que a ANP avalie possibilidades de melhorias regulatórias que eliminem os referidos entraves a alternativas de negócios e consumo, com outros instrumentos de regulação por incentivos para preservação da segurança.

O marco normativo em vigor segue as práticas regulatórias adotadas na maioria dos países, como os estudos sobre a experiência internacional apontaram. A exploração econômica da marca na comercialização de GLP envasado é o padrão adotado na maioria dos mercados europeu, asiático e africano.

O modelo vigente de comercialização de GLP envasado no Brasil apresenta estímulo para que a empresa distribuidora invista na conservação do botijão por não compartilhar com seus concorrentes benefícios de tal investimento e da ameaça crível de penalização por não cumprir normas de segurança.

A regulação do abastecimento de GLP pode amparar circunstâncias limitadoras da competição e exige custos logísticos que poderiam ser racionalizados por arranjos comerciais alternativos. A experiência internacional reportada pode ser fonte para os aprimoramentos regulatórios discutidos, aproveitando-as como aprendizado para avaliar formas de promoção de novas alternativas de negócios e maior bem-estar ao consumidor. Os custos logísticos e aporte de capital requeridos no segmento são fontes de barreiras à entrada que podem ser explicativos da atual concentração de mercado. Além da concentração, outros indicativos apontam possibilidades não exploradas de acirramento da competição e ganhos de eficiência.

O relatório apresentou também possibilidades de enchimento diversas que propiciam o modelo fracionado de fornecimento de GLP, adotado em países como Canadá e EUA.

Os modelos de negócios elaborados constituem trabalhos exploratórios para contribuir com o debate sobre o assunto, esboçando benefícios e custos potenciais de algumas mudanças na regulação e abordam tecnologias e estruturas de governança passíveis de estudo e teste.

Como visto, os modelos de botijão com marca ou botijão sem marca apresentam vantagens e desvantagens, sendo a barreira de entrada a novos agentes a principal falha no primeiro caso e as questões relacionadas à segurança a principal preocupação nos modelos de botijão sem marca. Nesse sentido, novas tecnologias, em parte relatadas neste documento, podem oferecer alternativas ou complementos à marca na rastreabilidade de cilindros de GLP, dando incentivos de reputação e responsabilização para enfrentar desafios de segurança, tornando a auditoria e fiscalização facilitadas.

As possibilidades de enchimento de botijões sem marca e parcial apresentam benefícios potenciais aos consumidores, caso resultem de ambiente mais competitivo, com menores barreiras à entrada, mais modalidades de negócios, menos custos logísticos e mais opções de escolha de consumo. Por outro lado, há importantes implicações sobre segurança e custos de fiscalização a serem avaliados.

Embora existam exemplos de aplicação das tecnologias de rastreamento em atividades econômicas diversas, não foram identificadas nas experiências analisadas sua utilização para distribuição e revenda dos botijões em escala comercial, sendo essa uma oportunidade a ser estudada para avaliação de novos modelos de negócio e aprimoramento regulatório.

Assim, o que se recomenda é que os estudos avancem sobre esse tema, levando em conta os benefícios e custos ao consumidor, bem como buscando ganhos possíveis de maior diversificação de agentes e serviços.

O **Tema 3** tratou das condições de acesso de terceiros à infraestrutura dutoviária e de terminais terrestres associada à movimentação de petróleo, seus derivados líquidos e biocombustíveis. O principal objetivo buscado com a obrigatoriedade do acesso de terceiros às infraestruturas de transporte é a introdução da competição nos segmentos de produção e fornecimento de combustíveis.

O livre acesso está disciplinado na Resolução ANP nº 35/2012 (do art. 3º ao art. 7º) para dutos longos, maiores que 15 km, e na Resolução ANP nº 716/2018 (do arts. 3º e 4º) para dutos curtos, menores que 15 km.

De maneira geral, ao se estudar o caso dos terminais terrestres, observa-se que, tanto a lei quanto sua regulamentação não preveem o livre acesso a todas as instalações desse tipo, como ocorre com dutos de transporte e terminais marítimos. Entretanto, é racional esperar que, quando um terminal terrestre for caracterizado como uma infraestrutura essencial, o conceito do livre acesso deveria ser estendido a essa instalação. Todavia, como apresentado, a base legal para isso não está tão bem assentada.

O fato dos dutos terem permanecido sob o domínio da Petrobras, aliado à condição da Transpetro como sua subsidiária integral, não teve o condão de gerar incentivos para que esta última investisse em sua infraestrutura. Entende-se que os investimentos nas ampliações e na manutenção dessas instalações poderiam ser realizados pela Petrobras. E, uma vez que a Petrobras atua nos mercados concorrenciais nos elos a montante (refino e importação) e a jusante (*downstream*), não é possível reunir incentivos para que a Transpetro, na qualidade de único transportador de combustíveis fósseis, planeje e invista na infraestrutura dutoviária de modo a contemplar, de modo isonômico, as necessidades de todos os agentes atuantes nos mercados citados.

Mesmo avançando na segmentação da atividade de transporte, conforme Lei do Petróleo, a simples separação jurídica (segunda etapa no processo de separação) não tem sido suficiente para garantir a competição nas atividades potencialmente competitivas da cadeia. Para que ela ocorra de fato, é necessário garantir o acesso de todos os potenciais competidores à infraestrutura de transporte, que se caracteriza por ser um quase monopólio natural. No caso da separação jurídica, é possível que, mesmo havendo empresas juridicamente distintas, um transportador que seja controlado por um carregador atue no sentido de defender os interesses deste último, adotando medidas discriminatórias de acesso entre carregadores.

O momento é de reflexão em relação ao prosseguimento nas etapas de desverticalização da atividade, com a devida avaliação da separação societária, terceiro nível na separação das atividades, e estabelecimento de limites de participação cruzada de grupos econômicos nos diferentes segmentos da cadeia. Isso pode evitar que uma empresa de um segmento aja em função do interesse específico de sua controladora, ou de empresa com relevante participação acionária, que atua em outra atividade da cadeia.

O princípio que está por trás desse postulado é a independência entre os segmentos da cadeia, em especial, o da atividade de transporte, que pode apresentar características de monopólio natural. Com efeito, o *unbundling* (em seus diferentes níveis) visa à independência das atividades da cadeia, promovendo, pela ótica do transportador, a maximização da utilização da capacidade de transporte de seu ativo, e, pela ótica do carregador, o acesso não discriminatório às infraestruturas. Essas medidas possibilitariam o incentivo à competição nas atividades potencialmente concorrenciais, criando as condições para o desenvolvimento do mercado de comercialização de combustíveis líquidos de forma competitiva.

Obviamente, as regras de desverticalização não são aplicáveis somente ao atual monopolizador, mas a todos os agentes que desejem atuar nas atividades de transporte. Já existe previsão, na Lei do Petróleo, art. 56, c/c art. 5º e art. 4º, para que a ANP edite normas a serem obedecidas para regular tal atividade. As resoluções que disciplinam a atividade de transporte em dutos longos e curtos, as quais contam com a regra de *unbundling* parcial, possuem amparo legal justamente naqueles dispositivos normativos. Resta, agora, verificar se é plausível avançar, tendo em vista a dinâmica do mercado, e efetuar uma revisão dessas resoluções com a finalidade de promover uma desverticalização total na cadeia do petróleo.

No que concerne à preferência do proprietário, o espírito da atual regulação é garantir que os investimentos realizados recebam, como contrapartida, a previsão de uso exclusivo pelo próprio proprietário do oleoduto por um período de tempo (atualmente de dez anos) e que, posteriormente, ele tenha a possibilidade de preferência de acesso, porém de modo a não comprometer a entrada de novos agentes no mercado, considerando que os dutos não devam ser utilizados como barreira anticoncorrencial.

Finalmente, é importante frisar que já existe, atualmente, um arcabouço regulatório em relação ao acesso de terceiros à infraestrutura para movimentação de petróleo, demais combustíveis líquidos e biocombustíveis, que se cumprido efetivamente por todos os agentes regulados, indiscriminadamente, favorece o desenvolvimento das atividades em comento. Contudo, dada a dinâmica dos mercados de petróleo e gás natural, o anunciado plano de desinvestimento da Petrobras e a concentração de mercado em determinados segmentos do setor, inclusive, nas atividades logísticas, ajustes da regulação de acesso de terceiros à infraestrutura de movimentação são necessários para a promoção da concorrência, do bem-estar de consumidores e segurança adequada das sociedades empresárias da economia brasileira.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CAPÍTULO 1 - FUNDAMENTOS REGULATÓRIOS E O ART. 2º DA RESOLUÇÃO CNPE Nº 12/2019

- AC COBB/HENDRIX, Ato de Concentração 08012.007776/2008-99 (Cobb-Vantress, Inc. e Hendriz Genetics B.V.) (CADE Julho de 2010).
- AC DGB/Chinaglia, Ato de Concentração 08012.013152/2007-20 (DBG Logística - Distribuição Geográfica do Brasil e Fernando Chinaglia Distribuidora S.A.) (CADE 26 de Agosto de 2009).
- ALEXY, R. Teoria dos Direitos Fundamentais. Tradução de Virgílio Afonso da Silva. 5a. ed. São Paulo: Malheiros, 2006.
- ADLER, M. (2000). Beyond efficiency and procedure: a welfarist theory of regulation. *Florida State University Law Review*, 241-336.
- ARAÚJO, J. L. (1997). Regulação de monopólios e mercados: questões básicas. SEMINÁRIO Nacional do Núcleo de Economia da Infraestrutura (p. 20). Rio de Janeiro: IE/UFRJ. Acesso em 19 de Março de 2017, disponível em <http://raceadm3.nuca.ie.ufrj.br/buscarace/Docs/araujo1.pdf>
- AREEDA, P. E., & HOVENKAMP, H. (2006). *Antitrust law : an analysis of antitrust principles and their application*. New York: Aspen Publishers.
- ARMSTRONG, M., & SAPPINGTON, D. (. (2007). Recent Developments in the Theory of Regulation, capítulo. 27. Em M. ARMSTRONG, & R. PORTER, *Handbook of Industrial Organization* (pp. 1557-1700). North-Holland: Elsevier.
- ARROW, K. (1987). Rationality of Self and Others in an Economic System. . Em R. M. HOGARTH, & M. W. REDER, *Rational choice: the contrast between Economics and Psychology*. Chicago: University of Chicago Press.
- AYRES, I., & BRAITHWAITE, J. (1992). *Responsive Regulation*. Nova Iorque: Oxford University Press. Acesso em 7 de Novembro de 2019, disponível em <http://johnbraithwaite.com/wp-content/uploads/2016/06/Responsive-Regulation-Transce.pdf>
- BENTHAM, J. (1781). *Principles of Morals and Legislation*. Kitchener: Batoche Books. Acesso em 20 de Setembro de 2015, disponível em <http://socserv.mcmaster.ca/econ/ugcm/3ll3/bentham/morals.pdf>
- BERED, R. (2009). *Regulação Econômica: a aplicação da teoria e os efeitos da prática nos setores de infra-estrutura do Brasil*. Dissertação do Mestrado de Economia. Porto Alegre: UFRGS.
- BRUERS, S. (Outubro de 2010). A quantitative model for a theory of justice. Acesso em 20 de Setembro de 2015, disponível em Stijn Bruers, the rational ethicist: <https://stijnbruers.files.wordpress.com/2010/10/a-quantitative-model-for-a-theory-of-justice-part-i2.pdf>
- CAVALCANTE, C. M. (2006). Realismo crítico e abordagem da regulação: da possibilidade de colaboração entre ciência e filosofia. XI Encontro Nacional de Economia Política. Vitória.
- COHEN, G. A. (1988). *History, Labour, and Freedom: Themes from Marx*. Oxford: Oxford University Press.

- DWORKIN, R. (2000). *Sovereign Virtue: Equality in Theory and Practice*. Cambridge: Harvard University Press.
- DWORKIN, R. (March de 1980). Is Wealth a Value? *The Journal of Legal Studies*, 9 (2), 191-226. Acesso em 8 de December de 2015, disponível em <https://blogs.law.harvard.edu/hltf/files/2010/10/Dworkin.pdf>
- FERNANDES, P. A EFICÁCIA REPRESSIVA DO CADE E O PODER JUDICIÁRIO O controle jurisdicional dos processos administrativos: uma abordagem prática. Trabalho de Conclusão de Curso. UFSC, 2015. Disponível em: <<https://core.ac.uk/download/pdf/30409845.pdf>>. Acesso em: 11 set. 2019.
- FERREIRA, V. A. (2007). *Análise da regulação tarifária pelo custo de serviços: Discussão sobre a adequação dos modelos de custo de capital*. Tese de Doutorado em Economia. Rio de Janeiro: UFRJ.
- FORGIONI, P. A. (2005). *Os Fundamentos do Antitruste*. São Paulo: Revista dos Tribunais.
- FRISCH, R. (1976). From Utopian Theory to Practical Applications: The Case of Econometrics". *International Studies in Economics and Econometrics Volume 8*, 1-39. Acesso em 24 de Novembro de 2014, disponível em http://www.nobelprize.org/nobel_prizes/economic-sciences/laureates/1969/frisch-lecture.html
- HORWITZ, R. B. (1989). *The irony of regulatory reform: the deregulation of American telecommunications*. Nova Iorque: Oxford University Press.
- JACOBSON, J. M. (August de 2015). Another take on the relevant welfare standard for antitrust. *theantitrustsource*, 1-8. Acesso em 8 de December de 2015, disponível em <https://www.wsgr.com/PDFSearch/jacobson-0815.pdf>
- JOLLS, C., SUSTEIN, C. R., & THALER, R. (1998). A Behavioral Approach to Law and Economics. *Stanford Law Review*, 50, 1471-1550. Acesso em 23 de Agosto de 2015, disponível em <http://faculty.chicagobooth.edu/Richard.Thaler/research/pdf/behavioralapproach.pdf>
- JOSKOW, P., & ROSE, N. (1989). The effects of economic regulation in SCHMALENSEE, R. WILLIG, R.D., *Handbook of Industrial Organization, Volume II*, . North Holland: Elsevier Science Publishers B.V.
- KOLKO, G. (1963). *The Triumph of Conservatism: A Reinterpretation of American History, 1900-1916*. Nova Iorque: The Free Press.
- KOLKO, G. (1965). *Railroads and Regulation, 1877–1916*. . Princeton, NJ: Princeton University Press.
- LANDE, R. H. (Spring de 2001). Consumer Choice as the Ultimate Goal of Antitrust. *Research Paper Series. University of Pittsburgh Law Review* , 62 (3), 503-525. Acesso em 8 de December de 2015, disponível em http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=1478680
- NOZICK, R. (1974). *Anarchy, State, and Utopia*. Oxford : Blackwell.
- PINTO, P. A. (2000). *Regulação Econômica e a expansão dos serviços de distribuição de gás natural canalizado no Brasil*. Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado em Economia do Programa de Pós-Graduação em Economia. João Pessoa: UFPB.
- POSNER, R. (2003). *Economic Analysis of Law*. Nova Iorque: Aspen.
- RAWLS, J. (1971). *A Theory of Justice*. Cambridge: Belknap Press.
- RIORDAN, M. (2008). Competitive Effects of vertical integration. Em P. BUCCIROSSI, *Handbook of Antitrust Economics* (pp. 145-182). London: The MIT Press.

- ROEMER, J. (1982). A general theory of exploitation and class. Cambridge, MA: Harvard Univ. Press.
- ROEMER, J. (1985). Equality of talent. *Economics and Philosophy*, 155-188.
- SALGADO, L. H. (2003). Agências Regulatórias: Uma Experiência Brasileira: Um panorama do atual desenho institucional, Texto para discussão 941 do IPEA. Rio de Janeiro: IPEA. Acesso em 19 de Março de 2017, disponível em http://www.ipea.gov.br/portal/images/stories/PDFs/TDs/td_0941.pdf
- SALOMÃO FILHO, C. (2008). Regulação da Atividade Econômica (princípios e fundamentos jurídicos). São Paulo: Malheiros.
- SCHOLZE, S. H. (2016). Pesquisa, desenvolvimento e inovação em tecnologias da informação e comunicação: lei de informática e incentivos fiscais à luz das novas teorias regulatórias. Tese de Doutorado. Direito. UNB. Brasília: UNB.
- SCHUARTZ, L. F. (2009). A Desconstitucionalização do Direito da Defesa da Concorrência. Em C. P. NETO, D. SARMENTO, & G. BINEBOJM, Vinte Anos da Constituição Federal de 1988 (pp. 761-780). Porto Alegre: Lumen Juris.
- SCHWARTZ, L. B. (1979). "Justice" and other non-economic goals of antitrust. *University of Pennsylvania Law Review*, 1076-1081. Acesso em 8 de December de 2015, disponível em http://scholarship.law.upenn.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=4868&context=penn_law_review
- TURNER, D. F. (1987). The Durability, Relevance, and Future of American Antitrust Policy,. *California Law Review*, 75, 797-798.
- VIEIRA, J. N. de S. Reforma regulatória no Brasil: desafios à efetiva competição no refino de petróleo. *Revista de Direito Setorial e Regulatório*, Brasília, v. 3, n. 1 , p. 107 - 132, maio 2017.
- WRIGHT, J. D., & GINSBURG, D. H. (2013). The goals of antitrust: welfare trumps choice. *Fordham L. Rev.*, 2405-2423.

CAPÍTULO 2 - O REPOSICIONAMENTO ESTRATÉGICO DA PETROBRAS NO ABASTECIMENTO DE COMBUSTÍVEIS, A RESOLUÇÃO CNPE Nº 9/2019 E O TCC PETROBRAS-CADE

- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS (ANP). Anuário Estatístico. Ano 2019. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico/5237-anuario-estatistico-2019>>. Acesso em: 22 jul. 2019.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Estudos Preliminares do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2029. 2019.
- PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. (PETROBRAS). Plano de Negócios e Gestão 2019. Disponível em: <<https://www.investidorpetrobras.com.br/pt/resultados-e-comunicados/apresentacoes#plano-de-negocios-e-gestao>>. Acesso em: 16 out. 2019.

CAPÍTULO 3 - ANÁLISES E PROPOSTAS DE MODELOS DE NEGÓCIOS E ARRANJOS SOCIETÁRIOS PARA O ABASTECIMENTO DE COMBUSTÍVEIS

- ACCC. (2018). Retail and wholesale petrol market shares in Australia. Fonte: <https://www.accc.gov.au/system/files/Petrol-market-shares-report.pdf>
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). (2019) Dados Estatísticos. Rio de Janeiro, 2019. Disponível em <http://www.anp.gov.br/dados-estatisticos>.
- _____. Resolução ANP 16/2010.
- _____. Resolução 67/2011.
- _____. Resolução 45/2013.
- _____. Tomada Pública de Contribuições 3/2018. Nota técnica nº 4/2019/Assessoria DG.
- _____. (2018a) Relatório de Comércio Exterior - Superintendência de Distribuição e Logística - Nº 08. Janeiro a dezembro de 2018.
- _____. (2018b) Nota Técnica ANP nº 001/2018.
- _____. (2019a) Seminário de avaliação de combustíveis, 2019. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/palestra/5047-seminario-de-avaliacao-do-mercado-de-combustiveis-2019-ano-base-2018>.
- _____. (2019b) Síntese Mensal de Comercialização de Combustíveis, jul/2019. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/arquivos/publicacoes/sinteses/2019-julho-sintese-volume.pdf>.
- _____. (2019c) Análise das contribuições recebidas na Audiência e na Consulta Públicas nº 15/2018. Nota técnica Nº 1/2019/SDL-CREG/SDL-E.
- _____. (2019d) Competição e assimetria na transmissão de preços na cadeia de distribuição de combustíveis. Nota técnica nº 2/2019/Assessoria DG.
- _____. (2019e) Resolução 777/2019.
- BALTO, David A (2011). Public Hearing on B19-299 - the Retail Service Station Amendment Act of _____ 2011. Fonte: <http://www.dcantitrustlaw.com/assets/content/documents/testimony/balto.divorcementtestimony.final.pdf>
- BARRON, John M.; UMBECK, John R. 1984. The Effects of Different Contractual Arrangements: The Case of Retail Gasoline Markets. *Journal of Law and Economics*, 27(2): 313-28.
- BLASS, Asher A., CARLTON, Dennis W. 2001. The Choice of Organizational Form in Gasoline Retailing and the Cost of Laws That Limit That Choice. *Journal of Law and Economics*, 44(2): 511-24.
- BORK, R.H. 1978. *The antitrust paradox: A policy at war with itself*. New York: Basic Books
- BOSTON CONSULTING GROUP. (2017). Mexico's Fast Transition to an Open Fuels Market. Fonte: <https://www.bcg.com/pt-br/publications/2017/energy-environment-oil-gas-mexico-fast-transition-open-fuels-market.aspx>
- _____. (2018). Agenda para a Competitividade da Cadeia de Combustíveis no Brasil. Fonte: https://somosplural.com.br/wp-content/uploads/2019/04/BCG-Competitividade-na-Cadeia-de-Combustiveis_tcm15-210124_Artigo_Final.pdf
- BOYCE, K. R. (1979). State Gasoline Divorcement Statues: Legal and Economic Implications. Fonte: <http://scholarship.law.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=2370&context=lawreview>
- BP. BP Statistical Review of World Energy, 2019. Fonte: <http://https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf>
- BRASIL. Decreto nº 9.888, de 27 de junho de 2019. Dispõe sobre a definição das metas compulsórias anuais de redução de emissões de gases causadores do efeito estufa para a comercialização de combustíveis de que trata a Lei nº 13.576, de 26 de dezembro de 2017, e institui o Comitê da Política Nacional de Biocombustíveis - Comitê RenovaBio.
- _____. Lei nº 13.576, de 26 de dezembro de 2017. Dispõe sobre a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio) e dá outras providências.

- _____. Presidência da República. Relatório de Gestão do Exercício de 2017. Brasília, DF, 2018. Disponível em <https://www.ppi.gov.br/publicacoes-institucionais>.
- _____. Programa de Parceria de Investimentos. Relatório de Gestão 2018. Brasília, DF, 1ª edição, 2019. Disponível em <https://www.ppi.gov.br/publicacoes-institucionais>.
- BUSINESS INTEGRATION PARTNERS (Bip). (2018). Práticas do Mercado Revendedor Retalhista no Mundo. Fonte: <https://drive.google.com/open?id=1NlywjLgYwc73h2qj7XgHRAehsRqZGK70>.
- CNMC. (2015). Study Of The Wholesale Automotive Fuel Market In Spain. Fonte: https://www.cnmc.es/sites/default/files/1296392_6.pdf
- COMMERCE COMMISSION NEW ZEALAND. (2019). Market study into the retail fuel sector. Fonte: https://comcom.govt.nz/__data/assets/pdf_file/0032/168359/Retail-fuel-market-study-Draft-report-20-August-2019.PDF
- COMPETITION BUREAU CANADA. (2019). A Guide to Retail Gasoline Pricing in Canada. Fonte: <https://www.competitionbureau.gc.ca/eic/site/cb-bc.nsf/eng/04429.html>
- CONSELHO ADMINISTRATIVO DE DEFESA ECONÔMICA (Cade). O ambiente concorrencial no setor de refino de petróleo e distribuição de combustíveis líquidos. Cade. Brasília, 2017.
- _____. Repensando o setor de combustíveis: medidas pró concorrência. Contribuições do Cade. Brasília, maio de 2018a.
- _____. Nota Técnica Nº 35/2018/DEE/Cade. Cade. Brasília, novembro de 2018b.
- _____. Termo de Compromisso de Cessaçã o de Prática- Petrobras. Fonte: https://sei.cade.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_documento_consulta_externa.php?DZ2uWeaYicbuRZEFhBt-n3BfPLlu9u7akQAh8mpB9yM2Ur8iByH-Nu4yvA1cv_9inRMOg4J1hcDMlohDGroONKELtnpkMU8Pfaq47IACp_3Fd9iD44arSE934kMfAu8z
- CSEM. (2005). Retail Policies and Competition in the Gasoline Industry. Fonte: <https://pdfs.semanticscholar.org/8b54/78435661be1bd23e5abe2b4677116e86ebd0.pdf>
- DA SILVA LEITE, André Luís; LANZER, Edgar Augusto; RIBEIRO SERRA, Fernando Antônio. Entre hierarquia e mercado: análise da competição no setor de postos de combustíveis da grande Florianópolis. Revista Alcance, vol. 16, núm. 1, 2009, pp. 45-61
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Marco Regulatório da Indústria do Petróleo no México, 2016. Fonte: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/notas-tecnicas-petroleo-gas-e-biocombustiveis>
- _____. Panorama do Refino e da Petroquímica no Brasil. Rio de Janeiro, 20 de setembro de 2018. Fonte: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/notas-tecnicas-petroleo-gas-e-biocombustiveis>.
- _____. Plano Decenal de Expansão de Energia 2029. Rio de Janeiro, dezembro de 2019a. Fonte: <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>.
- _____. Considerações sobre a Proposta de Flexibilização do Modelo de Comercialização de Etanol hidratado no Brasil. Nota técnica EPE-DPG-NT-01-2019 Rio de Janeiro, dezembro de 2019b. Fonte: <http://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-apresenta-estudo-com-contribicoes-sobre-a-proposta-de-flexibilizacao-do-modelo-de-comercializacao-de-etanol-hidratado-no-brasil>.
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). Refinery Capacity, 2019. Disponível em: <https://www.eia.gov/petroleum/refinerycapacity/table5.pdf>.
- _____. Refinery Capacity, 2019. Disponível em: [https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pnp_cap1_a_\(na\)_800_Count_a.htm](https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pnp_cap1_a_(na)_800_Count_a.htm).
- FRANÇA. (2012). Les Prix, Les Marges et la Consommation des Carburants. Fonte: <https://www.economie.gouv.fr/files/rapport-prix-marges-consommation-carburants.pdf>

- GLENN, James H.; HANDWERK, Gary E; e KAISER, Mark J. Petroleum refining: Technology and Economics Fifth Edition. 2004
- GOLDSTEIN, Larry; GOLD, Ron; KLEIT, Andrew. Divorced from the facts: retail gasoline divorcement redux. Oil & Gas Journal. Vol. 95. 45. 1998.
- GOVERNMENT ACCOUNTABILITY OFFICE (GAO). 2004. Energy Markets: Effects of Mergers and Market Concentration in the U.S. Petroleum Industry. Government Accountability Office. Washington, DC, Maio de 2004.
- _____. 2009. Energy Markets: Estimates of the Effects of Mergers and Market Concentration on Wholesale Gasoline Prices. Government Accountability Office. Washington, DC, Junho de 2009.
- GRINBERG, M. (2009). Depoimento. Em P. DUTRA, Conversando com o Cade (pp. 17-24). São Paulo: Singular.
- HART, O. and TIROLE, J. 1990. Vertical integration and market foreclosure. Brookings papers on economic activity: Microeconomics, 205–276.
- HARRIS, B. C., & SIMONS, J. J. (1989). Focusing Market Definition: How Much Substitution Is Enough?. Research International Law and Economy 207.
- JAFFE, S., & WEYL, E. G. (2013). The first order approach to merger analysis. American Economic Journal: Microeconomics, 5(4), 188-218.
- MAC DOWELL, Maria Cristina; CAVALCANTI, José Carlos. Integração vertical: um painel da literatura - Nova Economia, 2013.
- MALARD, N. T. (2009). Depoimento. Em P. DUTRA, Conversando com o Cade (pp. 39-53). São Paulo: Singular.
- MÉXICO. (1958). Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo. Disponível em: http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/abro/lrart27_rp/LRart27_RP_abro.pdf
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). (2019) Relatório Mensal de Derivados, nº 164, ago. 2019.
- NASCIMENTO, R. C. (2009). Depoimento. Em P. DUTRA, Conversando com o Cade (pp. 25-37). São Paulo: Singular.
- NATIONAL ENERGY BOARD. (2018). Canadian Refinery Overview 2018. Fonte: <https://www.cer-rec.gc.ca/nrg/sttstc/crdlndptrlmrdct/rprt/2018rfnryrprt/2018cndnrfnrvrw-eng.pdf>
- NEW ZEALAND COMMERCE COMMISSION. (2019). Market Study into the Retail Fuel Sector. Fonte: https://comcom.govt.nz/_data/assets/pdf_file/0032/168359/Retail-fuel-market-study-Draft-report-20-August-2019.PDF
- OECD Recommendation of the Council concerning structural separation in regulated industries, 26 April 2001, C (2001) 78/FINAL, Paris, 2001, disponível em: <http://www.oecd.org/daf/competition/50119298.pdf>
- OECD, Restructuring Public Utilities for Competition (2001b) (hereafter the “2001 report”), disponível em <www.oecd.org/daf/competition/sectors/19635977.pdf>
- OECD. (2008a). Competition Policy for Vertical Relations in Gasoline Retailing. Fonte: <https://www.oecd.org/daf/competition/abuse/43040511.pdf>
- OECD. (2008b). ROUNDTABLE ON COMPETITION POLICY FOR VERTICAL RELATIONS IN GASOLINE -- United States -- Working Party No. 2 on Competition and Regulation. Fonte: <https://www.ftc.gov/sites/default/files/attachments/us-submissions-oecd-and-other-international-competition-fora/gasolineretailing.pdf>
- OECD. (2013). Competition In Road Fuel. Fonte: <https://www.oecd.org/competition/CompetitionInRoadFuel.pdf>
- ORDOVER, J.A., G. SALONER, and S.C. SALOP. 1990. Equilibrium vertical foreclosure. American Economic Review 80: 127–142.
- PERRY, M.K. 1989. Vertical integration: Determinants and effects. In Handbook of industrial organization, vol. 1, ed. R. Schmalensee and R. Willig. Amstersdam: North-Holland.

- PETROL PLAZA. (2014). Mexican Gas Stations Get Ready For New Competition. Fonte: www.petrolplaza.com.
- PINTO, André; RAMOS, Arthur; NOVAES, Carlos; MATTIOLI, Marcelo; DIAS, Moacir. Agenda para a competitividade da cadeia de combustíveis no Brasil. Boston Consulting Group, Dezembro de 2018
- PINTO JUNIOR, Helder Queiroz; DE ALMEIDA, Edmar Fagundes; BOMTEMPO, José Vitor; IOOTTY, Mariana; e BICALHO, Ronaldo Goulart. Economia da Energia. Fundamentos, evolução histórica e Organização Industrial. 2ª Edição. Rio de Janeiro: Elsevier, 2016
- PORTUGAL. Autoridade da Concorrência. (2019). Detailed analysis of the liquid fuel and bottled gas sectors in Portugal. Fonte: http://www.concorrenca.pt/vEN/Estudos_e_Publicacoes/Estudos_Economicos/Energia_e_Combustiveis/Documents/Final_Report_on_Liquid_and_Gas_Fuels_March_2009_English_version.pdf
- POSNER, R.A. Antitrust Law: an Economic Perspective. Chicago: University of Chicago Press, 1976.
- PURVIN & GERTZ. (2009). Overview of The European Downstream Oil Industry. Fonte: https://www.fuelseurope.eu/wp-content/uploads/2017/05/pg_study_-_for_external_use-2009-03308-01-e.pdf
- RESENDE, João Paulo. (2018). Ainda sobre os monopólios da Petrobras. Jota. De acordo com o site <https://www.jota.info/tributos-e-empresas/regulacao/ainda-sobre-os-monopolios-da-petrobras-07082018>, Apud Cade, 2018
- RIORDAN, M.H., S.C. Salop. Evaluating vertical mergers: a post-chicago approach, *Antitrust Law Journal*, 63:513-568. 1995.
- RIORDAN, M.H. Anticompetitive Vertical Integration by a Dominant Firm. *The American Economic Review (AER)*, pp. 1232 - 48. 1998.
- SALINGER, M.A. Vertical Mergers and Market Foreclosure, *Quarterly Journal of Economics*, 103: 335-356. 1988.
- SALOP, S.C., and D.T. Scheffman. 1987. Cost-raising strategies. *Journal of Industrial Economics* 36: 19–34.
- SALOP, S. C., & O'BRIEN, D. P. (2000). Competitive Effects of Partial Ownership: Financial Interest and Corporate Control. *Antitrust Law Journal*, 67, 559-614. Acesso em 22 de Maio de 2014, disponível em: <http://scholarship.law.georgetown.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1200&context=facpub>.
- SEREBRISKY, Tomas. *Análisis del Mercado de los Combustibles Líquidos en Argentina*. Buenos Aires. Fevereiro de 2001.
- SHAPIRO, C. (1996). Mergers with Differentiated Products. *Antitrust*, 23-30. Acesso em 11 de Março de 2016, disponível em <http://faculty.haas.berkeley.edu/shapiro/diversion.pdf>
- SHAPIRO, C. (Outubro de 2010). "Unilateral Effects Calculations," Discussion paper, Working Paper, University of California at Berkeley. Acesso em 3 de Maio de 2015, disponível em Haas School of Business - University of California at Berkeley: <http://faculty.haas.berkeley.edu/shapiro/unilateral.pdf>
- SHAPIRO, C. (2010). The 2010 Horizontal Merger Guidelines: from hedgehog to fox in forty years. *Antitrust Law Journal*, vol. 77.
- SHAPIRO, C., & FARRELL, J. (2010). Antitrust evaluation of horizontal mergers: an economic alternative to market definition. Acesso em 3 de Maio de 2015, disponível em SSRN: ssrn.com/abstract=1313782.
- SIMONS, J., & M., C. (2010). Upward pressure on price (upp) analysis: issues and implications for merger policy" mimeo. Acesso em 3 de Maio de 2015, disponível em http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=1558547.
- SLADE, Margaret E. 1998. Strategic Motives for Vertical Separation: Evidence from Retail Gasoline Markets. *Journal of Law, Economics, and Organization*, 14(1): 84-113. 20

- SLADE, Margaret; LAFONTAINE, Francine. Exclusive Contracts and Vertical Restraints: Empirical Evidence and Public Policy. Cap.10. In BUCCIROSSI, Paolo; Handbook of Antitrust Economics. Massachussets: MIT Press, 2008.
- TAVARA, J., & OCHOA, A. (2007a). La Industria del Petróleo en el Perú: contexto regional, condiciones de competencia y asimetría an las variaciones de los precios de los combustibles. Fonte: <https://docplayer.es/69973135-La-industria-del-petroleo-en-el-peru-contexto-regional-condiciones-de-competencia-y-asimetria-en-las-variaciones-de-los-precios-de-los-combustibles.html>
- TAVARA, J., & OCHOA, A. (2007b). Las Condiciones de Competencia en el Mercado Peruano de Hidrocarburos. Fonte: <https://unctadcompal.org/wp-content/uploads/2017/03/PERU-Sector-Hidrocarburos.pdf>
- VITA, Michael G. 1999. Regulatory Restrictions on Vertical Integration and Control: The Competitive Impact of Gasoline Divorcement Policies.
- WERDEN, G. (1996). A robust test for consumer welfare enhancing mergers among sellers of differentiated products. The Journal of Industrial Economics, 409-413.

CAPÍTULO 4 – ABASTECIMENTO DE GLP: DESAFIOS E OPORTUNIDADES

- AGENCIA DE INFORMACIÓN PARAGUAYA (AGENCIA IP). Fotos. Disponível em: <www.ip.gov.py/ip/fotos>. Acesso em 17 out. 2019.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). Relatório de Análise de Impacto Regulatório. Requalificação de recipientes transportáveis de aço para gás liquefeito de petróleo (GLP). 25 fev. 2015. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/Consultas_publicas/Concluidas/2015/n10/Relatorio_Analise_Impacto_Regulatorio.pdf>. Acesso em: 11 nov. 2019.
- _____. Anuário Estatístico. Ano 2019. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico/5237-anuario-estatistico-2019>>. Acesso em: 22 jul. 2019.
- _____. Capacidade de Armazenamento. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/armazenamento-e-movimentacao-de-produtos-liquidos/terminais-de-petroleo-e-combustiveis-liquidos/capacidade-de-armazenamento>>. Acesso em: 22 jul. 2019.
- _____. Preços ao consumidor consolidados - GLP. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/precos-e-defesa-da-concorrenca/precos/precos-ao-consumidor>>. Acesso em: 06 nov. 2019.
- _____. Resolução ANP n. 49 de 30 de novembro de 2016. Estabelece os requisitos necessários à autorização para o exercício da atividade de distribuição de gás liquefeito de petróleo - GLP e a sua regulamentação. **Diário Oficial da União**. Brasília, 2 dez. 2016.
- _____. Resolução ANP n. 18 de 2 de setembro de 2004. Estabelece as especificações dos Gases Liquefeitos de Petróleo - GLP, de origem nacional ou importada, comercializados pelos diversos agentes econômicos no território nacional. **Diário Oficial da União**. Brasília, 6 set. 2004.
- _____. Seminário de Avaliação do Mercado de Combustíveis 2019 (Ano-base 2018). Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/palestra/5047-seminario-de-avaliacao-do-mercado-de-combustiveis-2019-ano-base-2018>>. Acesso em: 07 nov. 2019.
- ARGENTINA. Lei n. 26.020 de 9 de março de 2005. Régimen Regulatorio de la Industria y Comercialización de Gas Licuado de Petróleo. Buenos Aires, 7 abr. 2005.

- ARGUS MEDIA. An overview of the global LPG market and its impact in Latin America. In: 33º CONGRESSO DE LA AIGLP, 2018, Rio de Janeiro, RJ.
- BEE, R.E. Key features of the LPG Distribution in Europe. World LP Gas Association, 2011. Disponível em: <https://www.wlpga.org/wp-content/uploads/2015/09/Renzo_Bee_Totalgaz.pdf>. Acesso em: 24 set. 2019.
- BLACK, J. 'The Role of Risk in Regulatory Processes', in R. Baldwin, M. Cave and M. Lodge (eds), Oxford Handbook of Regulation. Oxford: Oxford University Press, 2010. pp. 302–48.
- BRITTO, A. C. Parecer jurídico sobre o regime jurídico da atividade de distribuição de GLP. Ayres Britto Consultoria Jurídica. 24 set. 2019.
- CÂMARA ARGENTINA DE DISTRIBUIDORES DE GAS LICUADO (CADIGAS). Qué es el GLP. Disponível em: <<https://www.cadigas.org.ar>>. Acesso em 24 set. 2019.
- CANADÁ. How is propane sold? Government of Canada. Disponível em: <<https://www.ic.gc.ca/eic/site/mc-mc.nsf/eng/lm03964.html>>. Acesso em: 23 set. 2019.
- _____. **Propane Market Review**. Final report to the Minister of Natural Resources and the Minister of Industry. Ottawa: National Energy Board e Competition Bureau, 2014. Disponível em: <<https://www.nrcan.gc.ca/sites/www.nrcan.gc.ca/files/files/pdf/propane/PropaneFinalReport-eng.pdf>>. Acesso em: 24 set. 2019.
- CANADIAN GENERAL STANDARDS BOARD (CGSB). **Propane for Fuel Purposes**. Gatineau: Minister of Public Works and Government Services, 2013.
- COMBUSTÍVEL BRASIL. **Comitê Técnico Integrado para o Desenvolvimento do Mercado de Combustíveis, Demais Derivados de Petróleo e Biocombustíveis (CT-CB): Subcomitê de Concorrência e Competitividade**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2017. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/programas/combustivel-brasil/subcomites>>. Acesso em 17 out. 2019.
- COMISIÓN FEDERAL DE MEJORA REGULATORIA (CONAMER). Justificación de Emergencia: Norma Oficial Mexicana de Emergencia NOM-EM-004-ASEA-2017. Comisión Federal de Mejora Regulatoria, 2017. Disponível em: <<http://www.cofemersimir.gob.mx/expediente/20436/mir/43028/anexo/3625984>>. Acesso em: 17 out. 2019.
- CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA (CNPE). Resoluções 2019. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/cnpe-2019>>. Acesso em 06 nov. 2019.
- DINAMARCO, C. R.; DEGENSZAJN, D. R. Parecer jurídico sobre a decisão da ADI 2.359/ES e a competência dos Estados para legislar sobre energia. Dinamarco, Rossi, Beraldo & Bedaque Advocacia. 15 out. 2019.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Balanço Energético Nacional 2018. Disponível em: <<http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2018>>. Acesso em: 14 out. 2019.
- _____. Estudos Preliminares do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2029. 2019.
- FARINA, E. M. M. Q.; NUNES, R. Regulação e defesa da concorrência. De onde viemos, para onde vamos – o desafio da defesa da concorrência no Brasil do século XXI. In: DELFIM NETTO, A. (Coord.). **O Brasil do Século XXI**. São Paulo: Saraiva, 2011.

- HARDIN, Garrett. The Tragedy of the Commons. Science. December 1968: Vol. 162. no. 3859, pp. 1243 – 1248. Disponível em: <<http://www.sciencemag.org/cgi/content/full/162/3859/1243>>.
- IHS MARKIT. Global LPG: Opportunities and Challenges in an Evolving Market. 2019.
- INSTITUTO NACIONAL DE TECNOLOGÍA, NORMALIZACIÓN Y METROLOGÍA (INTN). Cómo saber si una garrafa está habilitada. Disponível em: <<https://www.intn.gov.py/index.php/noticias/como-saber-si-una-garrafa-esta-habilitada>>. Acesso em: 11 out. 2019.
- INSTITUTO DE PESOS E MEDIDAS DO ESTADO DE SÃO PAULO – IPEM-SP. Botijão de Gás. Disponível em: < <https://ipemsp.wordpress.com/botijao-de-gas/>>. Acesso em: 07 nov. 2019.
- MATTHEWS, W.G. e ZEISSIG, H.R. **Residential Market for LPG: A Review of Experience of 20 Developing Countries**. Friendswood, EUA: Houston International Business Corp. (HIBC), 2011.
- MÉXICO. Norma Oficial Mexicana NOM-EM-004-ASEA-2017. Especificaciones y requisitos en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente para el diseño, construcción, pre-arranque, operación, mantenimiento, cierre y desmantelamiento de estaciones de servicio con fin específico para el expendio al público de gas licuado de petróleo, por medio del llenado parcial o total de recipientes portátiles a presión. Cidade do México, 8 ago. 2017.
- _____. Norma Oficial Mexicana NOM-007-SESH-2010. Vehículos para el transporte y distribución de Gas L.P.- Condiciones de seguridad, operación y mantenimiento. Cidade do México, 7 mai. 2010.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME). Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural. Edição nº 149, Julho. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/publicacoes>>. Acesso em: 14 out. 2019.
- MYLPG. LPG Propane/Butane mixture. Disponível em: <<https://www.mylpg.eu/useful/lpg-mixture>>. Acesso em 24 set. 2019.
- ORGANIZAÇÃO PARA A COOPERAÇÃO E DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO (OCDE). Estudio de la evaluación de competencia de la OCDE: México 2019. México: Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico, 2019.
- PARAGUAI. Lei n. 2.639 de 14 de julho de 2005. Disposiciones sobre la politica relativa a la carga de gas licuado de petroleo en vehiculos automotores y garrafas de uso domestico en estaciones de servicio. Asunción, 9 ago. 2005.
- PETROBRAS TRANSPORTE S.A. (TRANSPETRO). Dutos e Terminais. Disponível em: <<http://transpetro.com.br/transpetro-institucional/canal-do-cliente/dutos-e-terminais.htm>>. Acesso em: 22 jul. 2019.
- PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. (PETROBRAS). Refinaria Abreu e Lima. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/refinarias/refinaria-abreu-e-lima.htm>>. Acesso em: 16 out. 2019.
- PETRÓLEOS MEXICANOS (PEMEX). Gas Licuado del Petróleo. Disponível em: <<https://www.pemex.com/comercializacion/productos/Paginas/gas/gas-lp.aspx>>. Acesso em: 25 set. 2019.

- PETRÓLEOS PARAGUAYOS (PETROPAR). Lanzamiento oficial de Ñande Gas Móvil. Notícias. Disponível em: <<http://www.petropar.gov.py/index.php/noticias/476-lanzamiento-oficial-de-nande-gas-movil>>. Acesso em: 11 out. 2019.
- POSTA. En Monclova, gas LP llega a los mil pesos por tanque de 45 kg. Disponível em: <<https://www.posta.com.mx/coahuila/en-monclova-gas-lp-llega-los-mil-pesos-por-tanque-de-45-kg>>. Acesso em: 17 out. 2019.
- PROCURADURÍA FEDERAL DEL CONSUMIDOR (PROFECO). Inmoviliza Profeco 27.4% de cilindros de Gas LP por condiciones de seguridad. Disponível em: <<https://www.gob.mx/profeco/prensa/inmoviliza-profeco-27-4-de-cilindros-de-gas-lp-por-condiciones-de-seguridad-205162>>. Acesso em: 11 out. 2019.
- PROPANE EDUCATION & RESEARCH COMPANY (PERC). **Annual Retail Propane Sales Report: U.S. Odorized Propane Sales by State and End-Use Sector: Reporting Year 2017**. Estados Unidos: ICF e Propane Education & Research Council, 2019.
- PROPANE 101. Propane 101 - What Propane Gas Users Need To Know. Disponível em: <<https://www.propane101.com>>. Acesso em: 23 set. 2019.
- SECRETARÍA DE ENERGÍA (SENER). **Prospectiva de Gas L.P. 2017-2031**. México: Secretaría de Energía, 2017.
- SINDICATO NACIONAL DAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS LIQUEFEITO DE PETRÓLEO – SINDIGÁS. **Panorama do setor de GLP em movimento**. 32 Ed.. Jan. 2019. Disponível em: <http://www.sindigas.org.br/novosite/wp-content/uploads/2019/02/Panorama-do-GLP_janeiro_2019.pdf> Acesso em: 25 out. 2019.
- SOUTH AFRICA COMPETITION COMMISSION (COMPCON). **Market Inquiry into the LPG Sector: Final Report**. Pretoria: Competition Commission, 2017.
- THE CONFERENCE BOARD OF CANADA (CBC). **Fuelled Up: An Updated Overview and Outlook of Canada's Propane Market and Industry**. Ottawa: The Conference Board of Canada, 2018.
- TRI GAS & OIL CO. Propane gas tanks. Disponível em: <<http://dev.trigas-oil.com/propane/tanks>>. Acesso em: 23 set. 2019.
- UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA (UPME). **Cadena del Gas Licuado del Petroleo (GLP)**. Bogotá: Ministerio de Minas y Energía, 2017.
- URIBE, E. Oportunidades y retos para el mercado colombiano de GLP. Unión de Empresas Colombianas de Gas Propano (GASNOVA). Disponível em: <https://www.wlpga.org/wp-content/uploads/2015/09/Colombia_-_Evamaria_Uribe_Gasnova.pdf>. Acesso em: 25 set. 2019.
- U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). International Energy Statistics. Disponível em: <www.eia.gov/beta/international/data/browser>. Acesso em: 23 set. 2019.
- _____. Hydrocarbon gas liquids explained: Uses of hydrocarbon gas liquids. 19 dez. 2018. Disponível em: <<https://www.eia.gov/energyexplained/hydrocarbon-gas-liquids/uses-of-hydrocarbon-gas-liquids.php>>. Acesso em: 23 set. 2019.
- _____. U.S. petroleum product exports set record high in 2018. Today in Energy. Apr. 23, 2019. Disponível em: <<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=39192>>. Acesso em: 06 nov. 2019.
- WORLD LP GAS ASSOCIATION (WLPGA). **Guidelines for the Development of Sustainable LP Gas Markets: Early-Stage Markets Edition**. Neuilly-sur-Seine: World LP Gas Association, 2013.

WORLD LP GAS ASSOCIATION (WLPGA) e ARGUS MEDIA. **Statistical Review of Global LPG 2018**. Neuilly-sur-Seine: World LP Gas Association, 2018.

WORLD LP GAS ASSOCIATION (WLPGA) e LIQUID GAS EUROPE. **Autogas Incentive Policies: A country-by-country analysis of why and how governments encourage autogas & what works: Edition 2018**. Neuilly-sur-Seine: World LP Gas Association, 2018.

YPF. YPF Gas. Disponível em: <<https://www.ypf.com/productosyservicios/Paginas/YPF-Gas.aspx>>. Acesso em: 24 set. 2019.

YPFB. YPFB inició exportación de GLP al Brasil. 10 Sep. 2019. Disponível em: <<https://www.ypfb.gob.bo/es/informacion-institucional/noticias/1104-ypfb-inici%c3%b3-exportaci%c3%b3n-de-glp-al-brasil.html>>. Acesso em: 06 nov. 2019.

CAPÍTULO 5 - CONDIÇÕES DE ACESSO DE TERCEIROS A DUTOS E A TERMINAIS TERRESTRES

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP).. **Resolução ANP nº 35/2012**. 2012. Disponível em: <<http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2012/novembro&item=ranp-35--2012>>. Acesso em: 12 set. 2019.

_____. **Resolução ANP nº 52/2015**. 2015. Disponível em: <<http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2015/dezembro&item=ranp-52--2015>>. Acesso em: 12 set. 2019.

_____. Coordenadoria de Defesa da Concorrência. **Diagnóstico da concorrência na distribuição e revenda de combustíveis automotivos**. Rio de Janeiro: ANP, 2016. 226 p. 2016. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/?dw=81021>>. Acesso em: 12 nov. 2019.

_____. **Resolução ANP nº 718/2018**. 2018a. Disponível em: <<http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2018/janeiro&item=ranp-716-2018>>. Acesso em: 12 set. 2019.

_____. Superintendência de Infraestrutura e Movimentação – SIM. **Desverticalização no transporte de combustíveis líquidos**. Rio de Janeiro: julho de 2018. 24 p. 2018b. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/images/central-de-conteudo/notas-estudos-tecnicos/notas-tecnicas/nota-tecnica-08-2018-sim.pdf>>. Acesso em: 12 nov. 2019.

_____. **Resolução ANP nº 729/2018**. 2018c. Disponível em: <<http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2018/maio&item=ranp-729-2018>>. Acesso em: 12 set. 2019.

_____. **Dados Estatísticos**. 2019a. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/dados-estatisticos>>. Acesso em 08 out. 2019.

_____. **Sistema de Informações de Movimentação de Produto. Sistema SIMP**. Base de Dados em Oracle, versão 4.37.18. ANP, 2019b. Acesso em: 05 nov. 2019.

ARGENTINA. Ley nº 17.319 del 23/6/67. Ley de hidrocarburos. Disponível em: <<http://mepriv.mecon.gov.ar/Normas/17319.htm>>. Acesso em: 12 set. 2019.

ARGENTINA. Ley nº 26.197 del 6/12/2006. **Ley de hidrocarburos**. Disponível em: <<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/120000-124999/123780/norma.htm>> Acesso em: 12 set. 2019.

- ARGENTINA. Ley nº 26.741 del 03/05/2012. **Yacimientos Petroliferos Fiscales**. Disponível em: <<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/195000-199999/196894/norma.htm>>. Acesso em: 12 set. 2019.
- ARGENTINA. Ley nº 24.076 del 20/05/1992. **Regulación del transporte y distribución de gas natural - Privatización de Gas del Estado Sociedad del Estado Noticias accesorias**. Disponível em: <<http://mepriv.mecon.gov.ar/Normas/24076.htm>>. Acesso em: 12 set. 2019.
- BENITO, M.; COUSO, I.. **Oil and gas regulation in Spain: overview**. Thomson Reuters Practical Law. 2018. Disponível em: <<https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/Document/1e45f88deb9c511e79bef99c0ee06c731/View/FullText.html?transitionType=CategoryPageItem&contextData=%28sc.Default%29&navId=21B8B8D65CDCE8F5FD3D69652316C1CD&comp=pluk>>. Acesso em: 27 set. 2019.
- BJØRNMOSE, J.; ROCA, F.; TURGOT, T.; HANSEN, D.. **An Assessment of the Gas and Oil Pipelines in Europe – an extensive briefing note**. Gas and Oil Pipelines in Europe, Directorate General for Internal Policies, European Parliament. 2019. Disponível em: <[http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/note/join/2009/416239/IPOL-ITRE_NT\(2009\)416239_EN.pdf](http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/note/join/2009/416239/IPOL-ITRE_NT(2009)416239_EN.pdf)>. Acesso em: 30 set. 2019.
- BLOOMBERG. **Why China's Putting All Its Oil Pipes in One Company**. 2019. Disponível em: <<https://www.bloomberg.com/news/articles/2019-03-05/how-china-s-pipeline-spinoff-aims-at-cleaner-air-quicktake>>. Acesso em: 01 out. 2019.
- BOLETIN OFICIAL DEL ESTADO. **Ley 34/1998, de 7/10/1998, del sector de hidrocarburos**. Jefatura del Estado, Noticias Juridicas. Vigencia desde 09 de Octubre de 1998. Revisión vigente desde 13 de Enero de 2019. 2019. Disponível em: <http://noticias.juridicas.com/base_datos/Admin/l34-1998.html>. Acesso em: 30 set. 2019.
- BRASIL. Lei nº 9.478/97, de 6 de agosto de 1997. Brasília, DF. 1997. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9478.htm>. Acesso em: 12 set. 2019.
- COMMONWEALTH OF AUSTRALIA. **National Competition Policy Review Report**. 1993.
- EC. European Commission. **94/19/EC: Commission Decision of 21 December 1993 relating to a proceeding pursuant to Article 86 of the EC Treaty (IV/34.689 - Sea Containers v. Stena Sealink - Interim measures)**. 1994. Disponível em: <<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:31994D0019&from=EN>>. Acesso em: 12 set. 2019.
- EUROPEAN COURT. **Reports. 1998. Page I-07791. ACÓRDÃO DO TRIBUNAL DE JUSTIÇA (Sexta Secção) 26 de Novembro de 1998. Processo C-7/97**. Disponível em: <<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:61997CJ0007&from=EN>>. Acesso em: 12 set. 2019.
- FERC. Federal Energy Regulatory Commission. **18 CFR 385.602. Code of Federal Regulations**. 2019. Disponível em: <<https://www.govinfo.gov/app/details/CFR-2012-title18-vol1/CFR-2012-title18-vol1-sec385-602/summary>>. Acesso em: 01 out. 2019.
- GÓEZ-IBAÑEZ, J. A., (2006). **Regulating Infrastructure: Monopoly, Contracts and Discretion**. Cambridge, Harvard University Press, 2006.
- GOVERNMENT OF CANADA. **Pipelines Across Canada. Natural Resources Canada**. 2019. Disponível em: <<https://www.nrcan.gc.ca/energy/infrastructure/18856>>. Acesso em: 30 set. 2019.

- HERBERT SMITH FREEHILLS. 2019. Disponível em: <<https://www.herbertsmithfreehills.com/>>. Acesso em: 30 set. 2019.
- KENNEDY L. JOHN, (1993). **Oil and Gas Pipeline Fundamentals**. Penn Well Publishing Company. 2ª edição. Tulsa, Oklahoma.
- KERR, K.; MILLIKEN, C. 2019. **Canada: Oil & Gas Regulation 2019. International Comparative Legal Guides, Global Legal Group**. Disponível em: <<https://iclg.com/practice-areas/oil-and-gas-laws-and-regulations/canada>>. Acesso em: 27 set. 2019.
- LANG, J. T. (1994). Defining Legitimate Competition: Companies' Duties to Supply Competitors and Access to Essential Facilities. *Fordham International Law Journal*, 18, 1994.
- MACHADO, G.; BONELLI, C.; RANGEL, H., (2018). **Doutrina de Infraestruturas Essenciais e o Acesso de Terceiros a gasodutos de escoamento, unidades de processamento e terminais de GNL**. Anais: Rio Oil & Gas Expo and Conference 2018, IBP, IBP1441_18.
- MALIGO, C. **Logística de distribuição de combustíveis automotivos: a influência da compartimentação dos caminhões-tanque nos custos logísticos**. In: ENCONTRO NACIONAL DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO, 25., 2005, Porto Alegre, RS. Anais. Rio de Janeiro: ABEPRO, 2005.
- NEB. National Energy Board. **Fact sheet**. 2019. Disponível em: <<https://www.cer-rec.gc.ca/bts/whwr/nbfcstht-eng.html#s1>>. Acesso em: 01 out. 2019
- ORGANIZATION FOR ECONOMIC COOPERATION AND DEVELOPMENT (OECD). **The essential facilities concept. Policy Roundtables, Competition Law & Policy**. Paris. 1996. Disponível em: <<http://www.oecd.org/competition/abuse/1920021.pdf>>. Acesso em: 16 set. 2019.
- PARLAMENTO EUROPEU. **Regulamento (CE) n.º 715/2009, de 13 de julho de 2009**, relativo às condições de acesso às redes de transporte de gás natural e que revoga o Regulamento (CE) n.º 1775/2005. *Jornal Oficial da União Europeia, Parlamento Europeu e Conselho da União Europeia*. 2009. Disponível em: <<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009R0715&from=EN>>. Acesso em: 30 set. 2019.
- PETROBRAS, 2019. **Oportunidade de Investimento em Cluster de Refino e Logística nos Estados do Paraná e Santa Catarina ("Cluster REPAR")**. Disponível em: <https://www.investidorpetrobras.com.br/ptb/15564/Teaser%20REPAR_FINAL_PT.pdf>. Acesso em 18 nov. 2019.
- PHMSA. Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration. **Annual Report Mileage for Hazardous Liquid or Carbon Dioxide Systems 2019**. Disponível em: <<https://www.phmsa.dot.gov/data-and-statistics/pipeline/annual-report-mileage-hazardous-liquid-or-carbon-dioxide-systems>>. Acesso em: 30 set. 2019.
- RANDLE, E.; COGAN JR, J.. **Argentina: Oil & Gas Regulation 2019**. International Comparative Legal Guides, Global Legal Group. 2019. Disponível em: <<https://iclg.com/practice-areas/oil-and-gas-laws-and-regulations/argentina>>. Acesso em: 26 set. 2019.
- RENNÓ, Marcelo; LEMGRUBER, Nelson. **O ciclo de vida de um empreendimento de dutos**. In: FREIRE, José Luiz de França. *Engenharia de dutos*. Rio de Janeiro: ABCM, 2009. Cap. 1. 2009.
- RODRÍGUEZ, A.; JIMÉNEZ, B. 2019. **Spain: Oil & Gas Regulation 2019**. International Comparative Legal Guides, Global Legal Group. Disponível <<https://iclg.com/practice-areas/oil-and-gas-laws-and-regulations/spain>>. Acesso em 27 set. 2019.
- SIBOLDI, A.; FANELLI, A.. **Oil and gas regulation in Argentina: overview**. Thomson Reuters Practical Law. 2019. Disponível em: <[333](https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com/3-525-></p></div><div data-bbox=)

1317?transitionType=Default&contextData=(sc.Default)&firstPage=true&bhcp=1#co_anc
hor_a899494>. Acesso em: 27 set. 2019.

TOMSON, P.; DERRICK, J. **United Kingdom: Oil & Gas Regulation 2019**. International Comparative Legal Guides, Global Legal Group. 2019. Disponível em: <<https://iclg.com/practice-areas/oil-and-gas-laws-and-regulations/united-kingdom>>. Acesso em 30 set. 2019.

TCE. **Tratado sobre o funcionamento da união Europeia**. 2016. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:9e8d52e1-2c70-11e6-b497-01aa75ed71a1.0019.01/DOC_3&format=PDF>. Acesso em: 30 set. 2019.

UNITED KINGDOM. **Energy Act 2011**. UK Public General Acts, 2011, c.16, Part 2, Chapter 3, section 82. 2011. Disponível em: <<http://www.legislation.gov.uk/ukpga/2011/16/section/82/enacted>>. Acesso em: 30 set. 2019.

WISEMAN; K.; SUNDBACK, M.; RAPPOLT, B.; MINA, A.; SHEPPARD MULLIN LLP, (2018). **Oil and gas regulation in the United States: overview**. Thomson Reuters Practical Law. Disponível em: <<https://uk.practicallaw.thomsonreuters.com>>. Acesso em: 25 set. 2019.

ANEXO – MEMÓRIAS DE REUNIÃO

Disponível em: < <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/acoes-e-programas/programas/abastece-brasil/resolucao-cnpe-n-12-2019>>

ANEXO – DOCUMENTOS

CAPÍTULO 3 - ANÁLISES E PROPOSTAS DE MODELOS DE NEGÓCIOS E ARRANJOS SOCIETÁRIOS PARA O ABASTECIMENTO DE COMBUSTÍVEIS

Tabela 1 - Principais ações da ANP na defesa da concorrência no setor de petróleo, gás natural e combustíveis (2011 a 2019#)

Objetivo	Ação	Tipo de Ação	Ano
Ampliar a transparência de informações ao mercado e à sociedade	Publicação dos preços dos produtos asfálticos por UF	*	2013
	Publicação da composição da Formação de Preços para os combustíveis gasolina comum, óleos diesel S10 e S500 e GLP (botijão de 13 kg)	*	2018
	Publicação da média semanal dos preços de paridade de importação (PPI) ¹ para gasolina, diesel, querosene de aviação (QAV) e GLP referentes à semana anterior	*	2018
	Obrigatoriedade de envio dos preços de distribuição de derivados de petróleo e biocombustíveis por meio do Sistema de Movimentação de Produto (Simp) da ANP - Resolução ANP n° 729/2018	Regulatória	2018
	Obrigatoriedade de envio de dados de preços de combustíveis por produtores, importadores e distribuidores e publicação dos preços lista - Resolução ANP n° 795/2019	Regulatória	2019
	Projeto estratégico da ANP - Obtenção automatizada de Dados de Revenda de Combustíveis	Regulatória	em curso
Aprimorar o sistema e/ou a interface institucional	Ação de capacitação sobre práticas anticompetitivas e fiscalização da ANP no setor de revenda varejista de combustíveis para o Ministério Público Federal do Maranhão (MPF/MA)	Institucional	2013
	Avaliação dos aspectos de defesa e promoção da concorrência referentes ao Projeto de Lei do Senado Federal (PLS) n° 52/2013, que dispõe sobre a gestão, a organização e o controle social das Agências Reguladoras, bem como altera dispositivos da Lei n° 9.478/1997	Institucional	2015
	Avaliação à adesão a quatro mecanismos concorrenciais recomendados pela OCDE	Institucional	2015
	Manifestação acerca do Projeto de Lei n° 3.811/2015, que altera a Lei n° 9.847/1999, para coibir a prática de preços abusivos de combustíveis	Institucional	2016
	Iniciativa Combustível Brasil - MME, ANP e Empresa de Pesquisa Energética (EPE)	Regulatória	2017
	Celebração de Acordo de Cooperação Técnica com o CADE	Institucional	2013 (renovado em 2018)
	Audiência Pública no Ministério Público Estadual - BA	Institucional	2018
	Visita Técnica ao Ministério Público Federal de Caxias do Sul - RS	Institucional	2019

Objetivo	Ação	Tipo de Ação	Ano
Avaliar a situação concorrencial e/ou as regras regulatórias dos mercados regulados	Análise dos impactos de possível vedação de comercialização de biodiesel entre produtores de biodiesel, por meio da revisão da Resolução ANP nº 25/2008	Regulatória	2012
	Resposta à SEAE/MF - Definição de Grande Consumidor	Regulatória	2012
	Resposta à SEAE/MF - Especificação da qualidade do óleo diesel não rodoviário	Regulatória	2012
	Análise acerca do regime de aquisição de etanol anidro pelas distribuidoras de combustíveis	Regulatória	2013
	Resposta à SEAE/MF - Especificações do querosene de aviação alternativo	Regulatória	2013
	Resposta à SEAE/MF - Aditivção mínima obrigatória à gasolina	Regulatória	2013
	Resposta à SEAE/MF - Requisitos necessários à autorização para o exercício da atividade de revenda varejista de combustíveis automotivos	Regulatória	2013
	Resposta à SEAE/MF -Especificações de óleo diesel de uso rodoviário	Regulatória	2013
	Resposta à SEAE/MF - Obrigatoriedade de formação de estoques semanais médios de combustíveis líquidos pelos produtores e distribuidores	Regulatória	2013
	Avaliação de possíveis efeitos concorrenciais - aditivção obrigatória da Gasolina A	Regulatória	2013
	Resposta à SEAE/MF* - Critérios para o cálculo das tarifas de transporte e aprovação das tarifas propostas pelos transportadores para os gasodutos de transporte objeto de autorização	Regulatória	2013
	Avaliação dos aspectos concorrenciais decorrentes da vedação à atuação vertical no mercado de revenda de botijões de GLP	Regulatória	2014/2016
	Resposta à SEAE/MF - Revisão dos requisitos necessários à autorização para o exercício da atividade de distribuição de gás liquefeito de petróleo (GLP) e sua regulamentação	Regulatória	2014
	Resposta à SEAE/MF - Avaliação dos requisitos mínimos especificados, das regras para comercialização e controle da qualidade da gasolina automotiva e do ponto de adição de detergente dispersante para a aditivção mínima compulsória	Regulatória	2014
	Resposta à SEAE/MF - Resolução ANP nº 41, de 05/11/2013 – que torna imperativa o licenciamento ambiental e ao certificado de Corpo de Bombeiros para o exercício da atividade de revenda varejista de combustíveis automotivos	Regulatória	2014
	Resposta à SEAE/MF - Revisão dos requisitos necessários à autorização para o exercício da atividade de distribuição de combustíveis líquidos	Regulatória	2015
	Resposta à SEAE/MF - Revisão dos requisitos necessários à formação e manutenção de estoques semanais médios de GLP no produtor (refinarias e UPGN), importador e distribuidor de gás liquefeito de petróleo (GLP)	Regulatória	2015
	Resposta à SEAE/MF - Revisão do marco regulatório do mercado de gás liquefeito de petróleo - GLP, e que estejam relacionadas à atuação vertical dos distribuidores no mercado de revenda de GLP	Regulatória	2015

Objetivo	Ação	Tipo de Ação	Ano
Avaliar a situação concorrencial e/ou as regras regulatórias dos mercados regulados	Grupo de Trabalho ANP, Ministério de Minas e Energia (MME) e CADE - Desinvestimento da Petrobras	Regulatória	2015
	Fornecer subsídios para avaliação dos efeitos da política de diferenciação de preços de Gás Liquefeito de Petróleo (GLP)	Política Pública e Regulatória	2016
	Diagnóstico da situação concorrencial nos segmentos de distribuição e revenda de combustíveis automotivos	Regulatória/Antitruste	2016
	Análise da atuação dos postos de combustíveis instalados em supermercado no Estado de São Paulo	Regulatória	2017
	Análise do Projeto de Decreto Legislativo (PDC) nº 916/2018 que permite a venda direta pelas usinas produtoras de etanol	Regulatória	2018
	Estimular a competição na venda de Querosene de Aviação (QAV) e reduzir as barreiras técnicas e regulatórias - ANP/ANAC	Regulatória	2019
	Análise de Impacto Concorrencial (AIC) sobre a vedação de comercialização de etanol hidratado combustível entre congêneres	Regulatória	2019
	Assimetria na Transmissão de Preços na cadeia de distribuição de combustíveis líquidos	Antitruste (Reativa)	2019

Objetivo	Ação	Tipo de Ação	Ano
Avaliar a situação concorrencial nas licitações relacionadas às atividades finalísticas	Avaliação do formato das Rodadas de Licitação de blocos exploratórios	Regulatória	2013
	Definição da abrangência de Grupo Societário	Regulatória	2013
	Análise da modificação do patrimônio líquido mínimo exigido para qualificação financeira como operadora "A", "B" e "C" e "não operadora" no âmbito da 11ª Rodada de Licitações de Blocos com Risco Exploratório, a fim de oferecer considerações acerca dos impactos concorrenciais das propostas ora sob análise	Regulatória	2013
	Resposta à SEAE/MF - 11ª rodada de licitações para a outorga dos contratos de concessão para atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural	Regulatória	2013
	Resposta à SEAE/MF - Minutas do edital e do contrato da 1ª licitação de partilha de produção de blocos relacionados às atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural da camada de pré-sal	Regulatória	2013
	Resposta à SEAE/MF - 12ª rodada de licitações para a outorga dos contratos de concessão para atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural	Regulatória	2013
	Aprimoramento das regras de Rodada de licitação dos blocos de exploração de petróleo	Regulatória	2014
	Subsídios quanto aos aspectos que considerar pertinentes em relação à minuta de Resolução que disciplinará o leilão para concessão de gasodutos de transporte de gás natural, com destaque para a necessidade de avaliação da questão referente à inversão de fases do processo licitatório.	Regulatória	2014
	Extensão da aplicação da cláusula 28.3 (d) constante dos Contratos de Concessão da 11ª e 12ª Rodadas de Licitações para os Contratos das rodadas anteriores	Regulatória	2014
	Contribuições para o aprimoramento da minuta de Edital de Licitação de Transporte de Gás Natural (versão de 17 de julho de 2014), de forma a subsidiar a Proposta de Ação a ser submetida para apreciação da Diretoria Colegiada da ANP	Regulatória	2014
	Análise de Impacto Concorrencial (AIC) do Edital e Minuta de Contrato da Quarta Rodada de Licitações de Áreas Inativas com Acumulações Marginais	Regulatória	2016
	Análise de Impacto Concorrencial (AIC) do Edital e Minuta de Contrato da Rodada de Licitações para Concessão das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural	Regulatória	2016
	Análise de Impacto Concorrencial (AIC) retirada da exigência de garantia financeira para áreas Inativas com Acumulações Marginais	Regulatória	2016
	Análise quanto à adoção da inversão de fases para as licitações de blocos exploratórios de petróleo e gás natural	Regulatória	2017
	Análise de Impacto Concorrencial (AIC) da Alteração do Edital Padrão dos Leilões de Biodiesel e seu Impacto sobre a Concorrência.	Regulatória	2018

Objetivo	Ação	Tipo de Ação	Ano
Avaliar modo de aplicação de penalidade prevista na lei de penalidades face a previsão legal de garantia do abastecimento	Análise dos efeitos da revogação das autorizações do exercício da atividade de revenda de combustíveis no município de Guaporé (RS)	Antitruste/Regulatória	2015
	Análise caso condenação da Raízen pelo Cade - possível descumprimento do art. 12 da Portaria ANP n°116/2000 e avaliação da exequibilidade da Lei de Penalidades	Antitruste/Regulatória	2017
	Avaliação da exequibilidade da Lei de Penalidades - condenação, pelo Cade, da Petróleo Brasileiro S.A., White Martins Gases Industriais Ltda. e GNL Gemini	Antitruste/Regulatória	2017
Dialogar com a sociedade e o mercado regulado a fim de superar os desafios regulatórios	Tomada Pública de Contribuição 1 - Periodicidade mínima para o repasse do reajuste dos preços dos combustíveis	Regulatória	2018
	Tomada Pública de Contribuição 2 - Comercialização de etanol pelas usinas diretamente aos postos revendedores	Regulatória	2018
	Tomada Pública de Contribuição 3 - Verticalização da cadeia de distribuição de combustíveis	Regulatória	2018
	Tomada Pública de Contribuição 4 - Tutela regulatória da fidelidade à bandeira	Regulatória	2018
	Tomada Pública de Contribuição 6 - Promoção da concorrência e desverticalização na indústria de gás natural e aumento da oferta de gás ao mercado	Regulatória	2018
	Tomada Pública de Contribuição 7 - Permissão ao enchimento fracionado de recipientes de GLP e à comercialização de GLP em recipientes de outras marcas	Regulatória	2018
	Workshop – Transparência de Preços nos Segmentos de Produção, Importação e Distribuição	Regulatória	2019
	Workshop - Acompanhamento de preços de Combustíveis em Cenário de livre Mercado - com vistas a promover debate com autoridades públicas sobre a atuação das mesmas no acompanhamento/monitoramento dos preços no mercado de revenda de combustíveis em cenário de livre mercado; e na investigação de eventuais práticas anticompetitivas	Antitruste (Reativa)	2019
Evitar distorções no processo competitivo	Análise referente aos contratos de fornecimento da Petrobras	Regulatória	2017
	Autorização excepcional para a comercialização de etanol hidratado e anidro por parte da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras	Regulatória	2018
	Manifestação, sob o prisma concorrencial, da Licitação das áreas portuárias para agentes atuantes no segmento de comercialização de combustíveis (diversos Portos)	*	Vários
	Análise dos aspectos econômicos e concorrenciais - monofasia e isonomia tributárias e da disponibilidade de informação a comercialização de combustíveis (preços e volumes) nas vendas varejistas	Regulatória	2019

Objetivo	Ação	Tipo de Ação	Ano
Identificar práticas anticompetitivas	Elaboração de Nota Técnica para apuração de indícios de práticas anticompetitivas	Antitruste (Reativa)	2011 (24 análises)
	Elaboração de Nota Técnica para apuração de indícios de práticas anticompetitivas	Antitruste (Reativa)	2012 (13 análises)
	Elaboração de Nota Técnica para apuração de indícios de práticas anticompetitivas	Antitruste (Reativa)	2013 (26 análises)
	Elaboração de Nota Técnica para apuração de indícios de práticas anticompetitivas	Antitruste (Reativa)	2014 (22 análises)
	Elaboração de Nota Técnica para apuração de indícios de práticas anticompetitivas	Antitruste (Reativa)	2015 (29 análises)
	Elaboração de Nota Técnica para apuração de indícios de práticas anticompetitivas	Antitruste (Reativa)	2016 (19 análises)
	Elaboração de Nota Técnica para apuração de indícios de práticas anticompetitivas	Antitruste (Reativa)	2017 (33 análises)
	Elaboração de Nota Técnica para apuração de indícios de práticas anticompetitivas	Antitruste (Reativa)	2018 (31 análises)
	Elaboração de Nota Técnica para apuração de indícios de práticas anticompetitivas	Antitruste (Reativa)	2019 (29[#] análises)
Subsidiar os casos de Atos de Concentração relativos aos setores regulados	Impactos da nova legislação antitruste no que tange à Cessão de Direitos	Antitruste (Preventiva)	2013
	Análise sobre o Ato de Concentração - Aquisição da Alesat pela Ipiranga	Antitruste (Preventiva)	2016
	Análise sobre o Ato de Concentração - Aquisição da Liquigás pela Ultragas	Antitruste (Preventiva)	2017

* não aplicável

apuradas até agosto de 2019

Fonte: SDR/ANP.



sex 27/09/2019 17:29

Bárbara Bêlkior de Souza e Silva

RES: Consulta - AIGLP

Para Marisa Maia de Barros; Alex Giacomelli da Silva

Cc Divisão de Recursos Minerais e Infraestrutura - Itamaraty; Pedro Henrique Milhomem Coutinho

 Você respondeu esta mensagem em 27/09/2019 18:03.

[Enterprise Vault](#)

+ Obter mais aplicativos

Querida Marisa,

Em resposta a sua consulta datada de 6/9/19, tenho a satisfação de informá-la de que, em contato com Juan Ignacio Paredes Schinini, Diretor de Gás Liquefeito de Petróleo do Ministério da Indústria e Comércio paraguaio, a Embaixada do Brasil em Assunção apurou que a legislação paraguaia permite o enchimento fracionado, por caminhões, de GLP em botijões para uso residencial. Não obstante, a autoridade paraguaia salientou que nenhuma empresa buscou renovar, junto ao Instituto Nacional de Tecnologia, Normalização e Metrologia (INTN), a habilitação anual dessas unidades compactas móveis (UCM), tendo atribuído o desinteresse em obter a certificação de qualidade e segurança à baixa rentabilidade dessa modalidade de distribuição, direcionada às faixas da população de baixa renda. Embora as UCMs tenham de ser desmobilizadas, Schinini reconheceu que algumas ainda estão em operação, o que classificou como falta administrativa.

Ficamos aqui à disposição.

Abs e obrigada,

Bárbara

CAPÍTULO 4 – ABASTECIMENTO DE GLP: DESAFIOS E OPORTUNIDADES

Disponível em: < <http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/acoes-e-programas/programas/abastece-brasil/resolucao-cnpe-n-12-2019>>