

ano 4
número 35
ISSN 2595-8232

Título | A questão energética brasileira no século XXI e o nacionalismo de recursos interrompido: petróleo, eletricidade e transição energética

Autor | Eduardo Costa Pinto¹

Palavras-chave | Brasil, Estado, Nacionalismo, Setor petróleo e Setor elétrico

Novembro de 2021

¹ Professor do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio Janeiro (UFRJ) e pesquisador do Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (Ineep).



Instituto de pesquisa de natureza privada criado pela Federação Única dos Petroleiros (FUP) que fornece suporte técnico às ações da Federação e fomenta o debate público por meio da produção e divulgação de pesquisas, artigos e palestras. O espírito do Instituto tem um caráter público no sentido de prover uma compreensão das transformações e dos impactos econômicos, políticos e sociais das empresas do setor de petróleo, gás natural e biocombustíveis para a sociedade brasileira.

TEXTO PARA DISCUSSÃO

Publicação que divulga uma série de textos elaborada pelos pesquisadores do Instituto e também de trabalhos acadêmicos realizados por pesquisadores parceiros que tratam de temas relacionados ao setor energético, principalmente geopolítica, petróleo, gás natural e biocombustíveis.

Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – Ineep

Texto para Discussão / Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – Rio de Janeiro: Ineep, 2021.

ISSN 2595-8232

1. Introdução

O setor energético brasileiro vive hoje uma situação paradoxal. A tão sonhada autossuficiência energética, buscada desde os anos 1930, foi alcançada com ampliação da produção de petróleo (no pré-sal) e da capacidade de geração de energia elétrica. No entanto, esse é um momento histórico em que o preço da energia no Brasil, especialmente a elétrica, é um dos mais elevados, afetando os custos de produção da indústria nacional.

A exploração e a produção de petróleo e gás no pré-sal foi central na mudança do balanço energético brasileiro, na década de 2010, que passou à condição de superavitário (autossuficiência). Além disso, impulsionou a retomada do nacionalismo energético brasileiro, entre 2003 e 2014. O novo papel da Petrobras e as mudanças e regulatórias no setor aumentaram a capacidade de controle estatal, permitindo a execução de políticas voltadas ao aumento dos *spillovers* e do encadeamento produtivo da indústria de transformação. Esse Nacionalismo de Recurso (RN) no setor de petróleo e gás foi interrompido com a crise de 2014/2015 e com o Golpe parlamentar de 2016.

No campo do setor elétrico, os pilares (potencial hídrico, reservatórios e coordenação e planejamento setorial) do modelo brasileiro, forjado pelo Estado nacional, estão com problemas estruturais. Parte deles é fruto dos problemas causados pela reforma pró-mercado da década 1990, que não foram revertidos com a retomada acanhada da coordenação governamental nos anos 2000. Estes problemas estruturais podem ser agravados ainda mais com a proposta de privatização da Eletrobras. Hoje, com o atual modelo, não é mais possível ofertar energia elétrica abundante e barata, como ocorreu ao longo do século XX.

Além desses desafios, a política energética brasileira (formas de atuação direta e indireta do Estado no setor) tem, ainda, que levar em conta à questão da transição energética dos fósseis para os renováveis, considerando os ativos estratégicos nacionais (recursos energéticos e infraestruturas físicas).

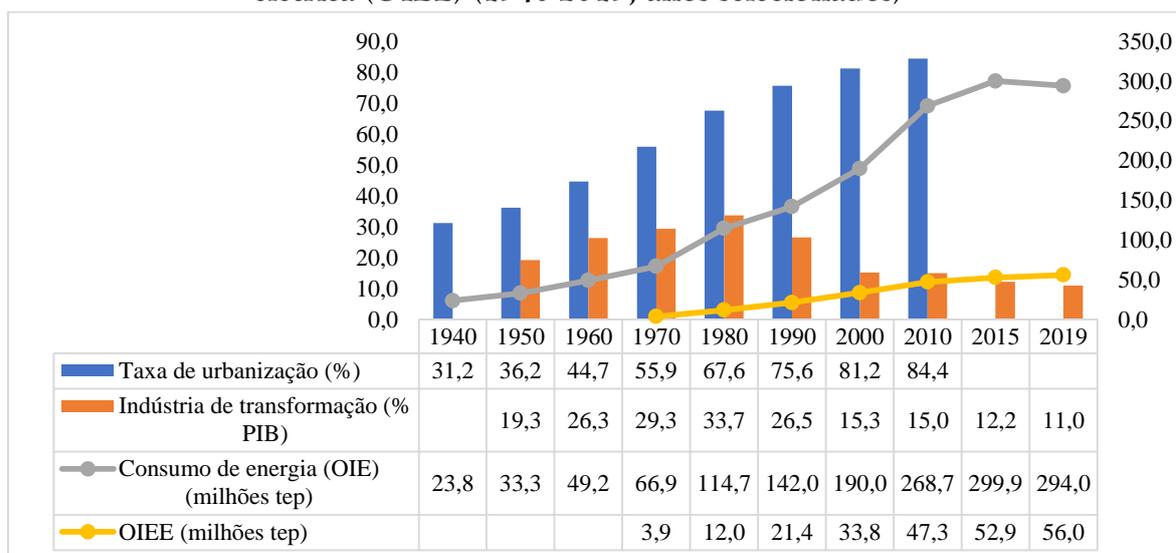
Diante disso, este Texto para Discussão tem como objetivo apresentar os principais desafios que estão postos para a política energética brasileira no século XXI, dado o contexto de profundas incertezas estruturais (tecnológicas, de custos, financeiras e políticas) no que diz respeito (i) ao papel desempenhado pelo pré-sal no desenvolvimento nacional; (ii) à fragilização dos pilares do modelo elétrico brasileiro e à necessidade de sua requalificação; e (iii) aos caminhos da transição energética dos fósseis para os renováveis, levando em conta os ativos estratégicos que o país possui.

Além dessa introdução, este estudo está organizado em mais cinco seções. Na segunda, são apresentados os principais fatos estilizados do balanço energético brasileiro, entre 1940 e 2019. Na terceira seção, é apresentado o papel desempenhado pelo Estado no setor de energia, destacando como a política energética atua nas questões de segurança de abastecimento, na distribuição dos excedentes econômicos e no nacionalismo energético. Na quarta seção, discute-se o setor de petróleo no Brasil no século XXI, destacando a retomada interrompida do nacionalismo energético. Na quinta seção, debate-se a crise estrutural do setor elétrico por meio da análise das reformas pró-mercado dos anos 1990, da retomada acanhada da coordenação governamental, na década de 2000, e da MP 579 do setor elétrico na década de 2000. E, por fim, na sexta seção, procura-se alinhar algumas considerações a título de conclusão.

2. Energia e desenvolvimento: um panorama do balanço energético brasileiro entre 1940 e 2019

O Brasil vivenciou entre 1930 e 1979 um intenso crescimento do PIB, de 6,3% ao ano em média. Esse dinamismo foi puxado pela ampliação da produção industrial de bens de consumo não-duráveis e duráveis, de intermediários e de capital. Isso fica evidenciado com o crescimento da indústria de transformação superior à expansão do PIB (de 8,7%, ao ano em média, entre 1948 e 1979), que implicou no aumento da participação da indústria de transformação, em relação ao PIB total, de 19,3% em 1940 para 33,7% em 1980 (Gráfico 1).

Gráfico 1 – Brasil: Taxa de urbanização, indústria de transformação (% PIB), consumo de energia (Oferta Interna de Energia/OIE) e oferta interna de energia elétrica (OIEE) (1940-2019; anos selecionados)

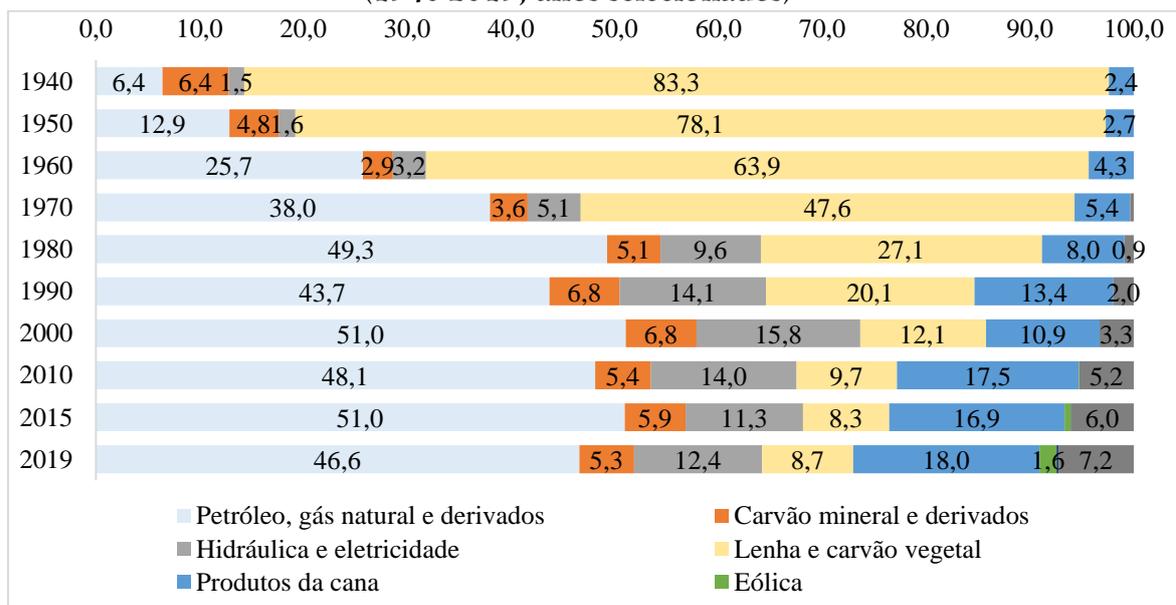


Fonte: Ipeadata; EPE (Balanço Energético) (2020).

Esse avanço da industrialização brasileira, que foi intensivo em consumo de energia, veio acompanhado do crescimento demográfico e com a ampliação das populações que passaram a viver nas cidades, o fenômeno da urbanização. Em 1940, dos cerca de 41 milhões de pessoas, que viviam no Brasil, apenas 31,2% residia nas cidades, sendo que o consumo de energia (Oferta Interna de Energia²) brasileiro era de apenas 24 milhões de tep (tonelada equivalente de petróleo) (Gráfico 1).

Cabe observar, que até os anos 1930, a oferta interna de energia moderna no Brasil era suprida por meio das importações de carvão da Inglaterra e de derivados do petróleo, principalmente originados dos Estados Unidos. A principal fonte de energia produzida no Brasil era a lenha nativa para consumo doméstico de moradias no mundo rural (ALMEIDA; BICALHO, 2014). Em 1940, a lenha e o carvão vegetal representavam 83,3% da Oferta Interna de Energia (OIE), ao passo que o petróleo, o gás natural e derivados e a hidráulica e eletricidade participavam, respectivamente, com apenas com 6,4% e 1,5% da OIE (Gráfico 2).

Gráfico 2 – Brasil: participação da Oferta Interna de Energia (OIE) por fonte (%) (1940-2019; anos selecionados)



² Oferta Interna de Energia (OIE) é “a quantidade de energia colocada à disposição do país para ser transformada pelos centros de transformação (refinarias, plantas de gás, centrais elétricas, ciclo de combustível nuclear, etc) e/ou consumida diretamente pelos setores produtivos e residenciais. Em outras palavras, é a quantidade de energia primária (petróleo, gás natural, carvão a vapor e metalúrgico, urânio, hidráulica, eólica, solar, lenha, produtos de cana, etc.) disponível internamente (+ produção + importações + variações de estoques - importações de energia primária) acrescido da quantidade de energia secundária disponível sem contabilizar as transformações realizadas internamente (+importações + variações de estoques - importações de energia secundária). Cabe observar que a energia primária é a obtida diretamente da natureza e que, na maioria das vezes não se encontram em condições de ser utilizada diretamente, ao passo que a energia secundária é a obtida por meio de transformações químicas e físicas realizadas nos Centros de Transformações” (PINTO JR., et. al., 2007).

Fonte: EPE (Balanço Energético) (2020).

Nota: ¹ Inclui bagaço de cana, outras fontes primárias renováveis.

Quarenta anos depois, em 1980, o Brasil tinha se industrializado, urbanizado e adotado fontes modernas de energia. A indústria de transformação participava com 34% do PIB; 67,6% da população brasileira (de cerca de 119 milhões) passaram a residir nos centros urbanos; e consumo de energia (Oferta Interna de Energia) e de energia elétrica (Oferta Interna de Energia elétrica) alcançaram, respectivamente, os patamares de 115 milhões de tep e de 12 milhões de tep. Cabe observar que o consumo de energia elétrica aumentou em 204% entre 1970 e 1980 (Gráfico 1).

A participação da lenha e do carvão vegetal na OIE caiu de forma expressiva (27,1%) em 1980; ao passo que aumentou expressivamente a participação do petróleo, o gás natural e derivados (49,3%), da hidráulica e eletricidade (9,6%) e dos produtos de cana (8,0%) (Gráfico 2). Ou seja, essas fontes modernas de energia substituíram a forma mais rudimentar, a lenha.

A industrialização provocou profundas mudanças tanto nos modelos da vida privada como na organização do processo de produção, distribuição e comercialização dos bens e serviços engendrados no Brasil.

Com o avanço da produção de bens duráveis, sobretudo a de veículos³, e com os investimentos públicos destinados à construção e à melhoria da infraestrutura básica (rodovias⁴, produção de energia elétrica, armazém e silos, portos), o Brasil foi substituindo gradualmente a lenha pelo petróleo, adentrando na “sociedade do hidrocarboneto” do século XX, nos termos de Yergin (1992)⁵, que é caracterizada pela forte ampliação da demanda de derivados de petróleo (diesel, gasolina, querosene de aviação). Esses passaram a funcionar como os combustíveis responsáveis pela maior parte dos sistemas de transportes nacionais e

³ Entre 1957 e 1989, a produção anual (por unidade) de automóveis, de veículos comerciais leves e pesados saltara, respectivamente, de 1.166 para 730.992; de 10.781 para 205.008; e de 18.505 para 77.234, segundo estatísticas do século XX do IBGE.

⁴ A extensão da rede rodoviária pavimentada brasileira saltou de 3.133 km, em 1955, para 123.357 km, em 1986, segundo estatísticas do século XX do IBGE.

⁵ A sociedade do hidrocarboneto esteve assentada em três grandes eixos, a saber: 1) o avanço da industrialização e da urbanização por meio da generalização dos usos dos motores a gasolina e a diesel e da petroquímica; 2) a indústria de petróleo transformou-se num dos eixos centrais da acumulação capitalista no século XX – dados os elevados excedentes econômicos gerados no setor com a expansão da produção e redução dos custos de produção –, proporcionando a formação de grandes conglomerados empresariais; e 3) o petróleo, em virtude dos dois elementos anteriores, tornou-se uma mercadoria especial que afeta as estratégias nacionais (reservas e volume e continuidade da produção), tanto no que diz respeito à segurança energética como no que tange ao nacionalismo energético (YERGIN, 1992; SAUER; RODRIGUES, 2016; SUAREZ, 2012; TORRES FILHO, 2004).

internacional. Além do transporte, o petróleo também ampliou o seu uso como insumo básico na indústria petroquímica.

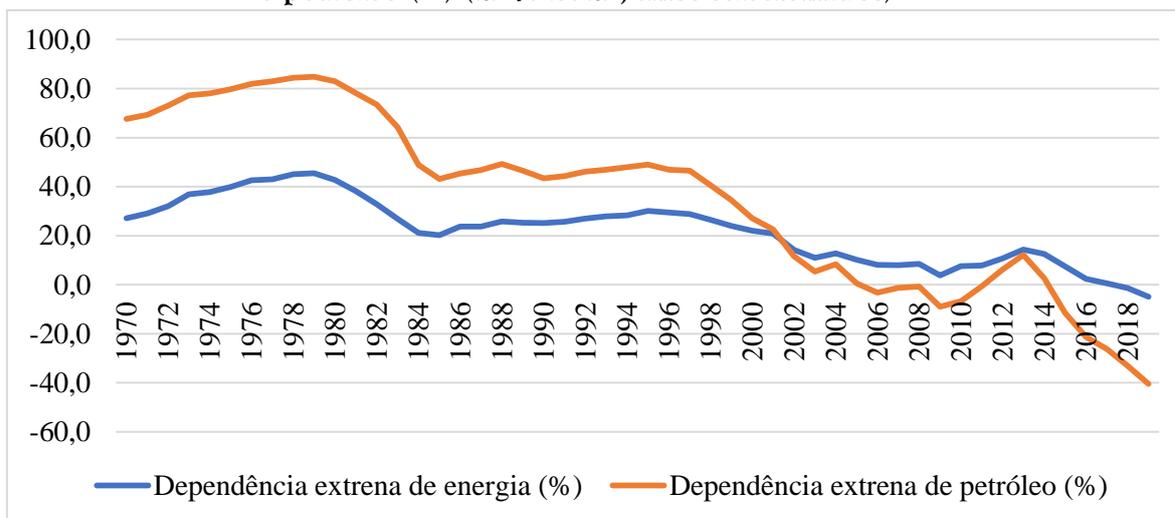
O Brasil experimentou um acelerado processo de modernização, assentado no binômio “urbanização e industrialização”, que alterou de forma significativa a demanda energética de consumidores residenciais (novos moradores dos centros urbanos) e de consumidores dos segmentos industriais, dos transportes e do próprio setor energético. Processo esse que vai se acelerar, entre 1970 e 1980, com a adoção do II Plano Nacional de Desenvolvimento (PND), durante o governo do general Geisel, que tinha como objetivo completar a matriz industrial da 2ª Revolução Industrial (centrada na metalomecânica e na petroquímica). Os principais eixos do II PND, segundo Lessa (1998), foram:

- (i) Ampliação da produção de bens industriais intermediários – setor foi responsável por um dos gargalos do ciclo de crescimento anterior;
- (ii) Descentralização industrial, integração regional (indústria de papel e celulose, capital intensiva);
- (iii) A expansão e a modernização da agropecuária destinada à exportação;
- (iv) Projetos de infraestrutura, tais como: Ponte Rio-Niterói, Transamazônica, entre outras;
- (v) Ampliação do setor de energético (nuclear, inclusive), buscando minimizar os impactos da elevação do preço de petróleo de 1974 (primeiro choque do petróleo).

Mesmo com esse esforço de ampliação da produção de energia primária, a dependência externa energética aumentou ao longo dos anos 1970. Isso aconteceu em virtude da expansão da demanda energética (de 5,9%, em média, entre 1971 e 1979), sobretudo de petróleo e derivados, ter sido superior ao crescimento da oferta de energia primária (2,5% em média para o mesmo período). A produção de petróleo, por exemplo, ficou praticamente estagnada no período (expansão de 0,1%). Com isso, a dependência externa energética alcançou o patamar de 45,4%, em 1979, maior valor registrado da série histórica⁶ (Gráfico 3).

⁶ Cabe observar que a dependência externa brasileira de energia foi caindo de forma gradual, ao longo das décadas de 1980, 1990 e 2000. Até que nos anos 2010 o Brasil alcançou sua autossuficiência energética e de petróleo em decorrência da ampliação da produção de petróleo no pré-sal. Mais à frente analisaremos esse ponto.

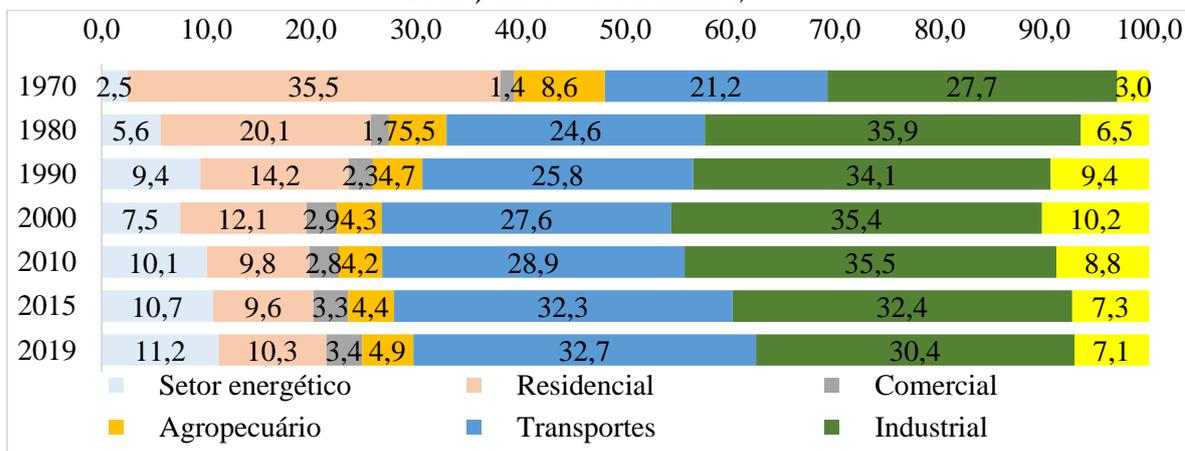
Gráfico 3 – Brasil: dependência externa (importação/demanda total) de energia e petróleo (%) (1940-2019; anos selecionados)



Fonte: EPE (Balanço Energético) (2020).

Com o II PND, o Brasil avançou no seu processo de industrialização, ampliando ainda mais a demanda de energia. A OIE praticamente dobrou entre 1970 e 1980 (de 67 milhões de tep para 115 milhões de tep), sobretudo com o aumento do consumo final do setor industrial, que aumentou sua participação de 27,7% para 35,9% (Gráfico 3).

Gráfico 4 – Brasil: participação do consumo final de energia por setor (%) (1970-2019; anos selecionados)



Fonte: EPE (Balanço Energético) (2020).

Os ramos industriais que mais elevaram sua participação, entre 1970 e 1980, no consumo final de energia da indústria total foram: ferro-gusa e aço; ferro ligas; mineração e pelletização; não ferroso e outros metalurgia, química e papel e celulose (Tabela 1). Estes ramos foram os eixos estratégicos do II PND.

Tabela 1 – Brasil: participação do consumo final do setor industrial por ramos de atividade (%) (1970-2019; anos selecionados)

	1970	1980	1990	2000	2010	2015	2019
Industrial - total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Cimento	7,5	7,4	5,2	5,5	5,0	5,6	4,9
Ferro-gusa e aço	19,1	23,2	28,1	24,6	19,2	19,8	20,2
Ferro-ligas	0,6	1,3	2,2	1,9	2,0	1,4	1,6
Mineração e pelotização	1,5	3,3	3,0	3,7	3,7	4,0	3,1
Não-ferrosos e outros da metalurgia	2,6	4,6	7,7	7,1	7,6	6,7	5,9
Química	6,8	10,0	9,7	10,6	8,4	8,1	8,5
Alimentos e bebidas	33,2	21,7	19,2	20,6	27,2	25,4	24,4
Têxtil	4,6	3,1	2,8	1,9	1,4	1,1	1,1
Papel e celulose	5,4	7,1	8,3	10,2	11,8	13,9	16,2
Cerâmica	9,0	6,7	5,4	5,1	5,2	5,5	5,3
Outros	9,7	11,7	8,5	8,8	8,4	8,6	8,7

Fonte: EPE (Balanço Energético) (2020).

O setor energético jogou um papel central no desenvolvimento econômico brasileiro, entre 1930 e 1979, na medida em que, sob coordenação e controle do Estado brasileiro (monopólios estatais nos setores de petróleo e gás, com a Petrobras, e de eletricidade, com a criação a Eletrobras), ele conseguiu, pelo lado da demanda, fornecer energia farta e a baixo custo para o setor industrial; e, pelo lado da oferta, possibilitou a construção de uma cadeia de fornecedores de equipamentos e serviços nacionais no segmento energético (ALMEIDA; BICALHO, 2014; BICALHO, 2016).

Mesmo com as desvantagens econômicas, em decorrência da escassez de petróleo e carvão de qualidade, o setor energético brasileiro, sob controle estatal, foi capaz de fornecer a infraestrutura energética necessária para o processo de industrialização, em virtude do aproveitamento do potencial hidráulico nacional. Nesse sentido, o Estado brasileiro foi capaz de construir capacidades institucionais, tecnológicas e financeiras para desenvolver esses recursos domésticos (ALMEIDA; BICALHO, 2014; BICALHO, 2016).

Cabe observar também os expressivos avanços obtidos pela Petrobras no setor de petróleo e gás com progressiva redução da dependência do petróleo; com a garantia de abastecimento de derivados em todo território nacional; e com seus investimentos (em E&P e refino), que permitiram, por um lado, o aumento da produção de petróleo e da transformação de petróleo em derivados, haja vista o aumento da capacidade de refino, e, por outro, estimulou a criação da cadeia de fornecedores nacionais, como veremos mais à frente (ALMEIDA; BICALHO, 2014; BICALHO, 2016).

Com a crise do modelo de desenvolvimento brasileiro na década de 1980 e a adoção do modelo neoliberal no Brasil nos anos 1990, a economia brasileira apresentou um baixo desempenho em termos de crescimento econômico. Na década de 1980, o crescimento médio do PIB e da indústria de transformação foram, respectivamente, 3% e 1,9%. Resultado ainda pior foi observado na década de 1990, quando o PIB cresceu 1,8% e a indústria de transformação ficou estagnada. Com isso, a demanda total de energia desacelerou nesse período em relação à década de 1970. Vale destacar que a demanda de energia elétrica também desacelerou, mas manteve significativas taxas de crescimento nos anos 1980 (6,8%) e 1990 (4,4%) (Tabela 2).

No que tange à demanda total de energia e à oferta primária de energia brasileira, nas décadas de 1980 e 1990, verificou-se que a oferta primária sempre esteve acima da demanda nesse período, em virtude da desaceleração do crescimento econômico e da ampliação das fontes primárias, em especial o petróleo e a energia hidráulica (Tabela 2).

Tabela 2 – Brasil: Demanda total de Energia, Oferta de energia primária, PIB e PIB da indústria de transformação (variação média anual; %) (1971-2019)

	1971-79	1980-89	1990-99	2000-2015	2016-2019
Demanda total de Energia	5,9%	2,7%	2,6%	3,0%	0,2%
Oferta de energia primária	2,5%	6,1%	2,9%	4,3%	3,3%
Demanda de energia elétrica (OIEE)	12,0%	6,8%	4,4%	3,2%	1,4%
PIB	8,6%	3,0%	1,8%	3,0%	0,1%
PIB - Indústria transformação	9,0%	1,9%	0,0%	1,5%	-0,2%

Fonte: Ipeadata; EPE (Balanço Energético) (2020).

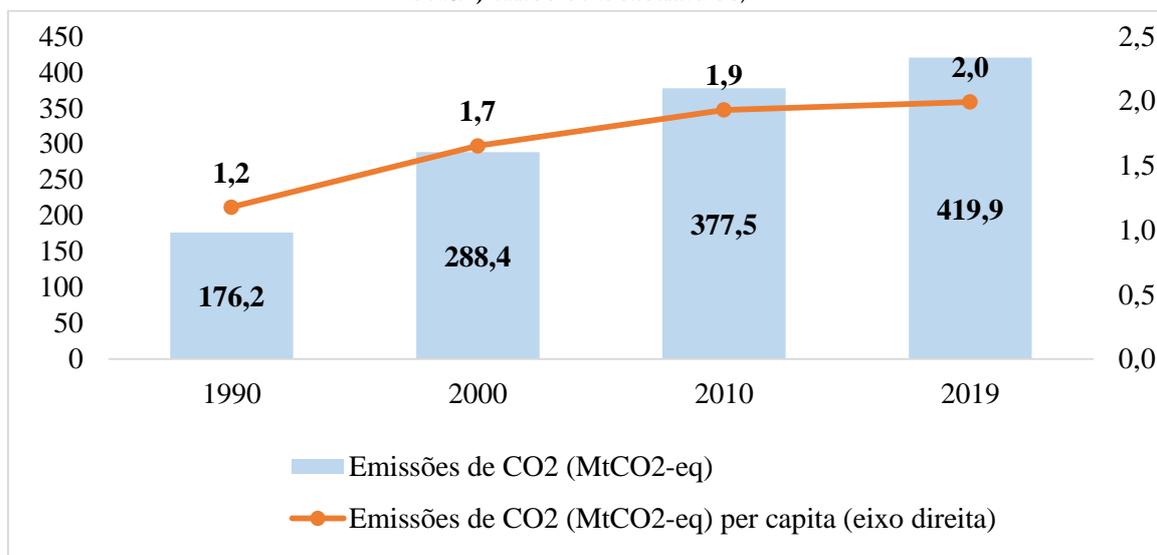
Cabe observar ainda que, entre 1980 e 2000, ocorreu uma ampliação da diversificação da matriz energética brasileira com aumento das participações das fontes hidráulica e elétrica (15,8% da participação da OIE total, em 2000) e dos produtos de cana (10,9% da participação da OIE total, em 2000), ao passo que ocorreu a redução da participação da lenha. Isso ampliou a participação de fontes de energia renováveis que geram com menor emissão de CO2 na produção e no consumo de energia.

Entre 2000 e 2015, a economia brasileira voltou a apresentar um melhor desempenho econômico em relação aos anos de 1990 e de 1980. O PIB expandiu-se 3%, ao ano em média, enquanto que o setor da indústria de transformação obteve um desempenho bem inferior no período (apenas 1,5%) (Tabela 2).

Entre 2000 e 2015, a expansão do PIB implicou no aumento da demanda total energética de 3% período (Tabela 2), sendo o setor de transporte o principal responsável por esse crescimento, uma vez que sua participação no consumo final de energia expandiu-se de 27,6% em 2000 para 32,3% em 2015 (Gráfico 4). Quanto à demanda energética da indústria de transformação, verificou-se uma redução na sua participação no consumo final total (de 35,4% para 32,4%) (Gráfico 4) em decorrência das menores taxas de crescimento do produto desse setor.

Apesar do aumento da OIE de 2,5%, entre 2000 e 2019, a emissões de CO₂, em Mt equivalente, cresceu 2,0% ao ano em média (Gráfico 5). Isso se deveu ao fato de que a matriz energética brasileira ser relativamente “limpa” em relação a diversos países e regiões, haja vista a expansão da participação de fontes renováveis em 2019 (ver Gráfico 2) e expressiva participação da energia hidráulica na geração de energia elétrica. Em 2019, cada brasileiro emitiu 2,0 tCO₂, em média (Gráfico 5), cerca de 1/7 do que um estadunidense e 1/3 do que um cidadão da União Europeia ou da China emitem na produção e no consumo de energia.

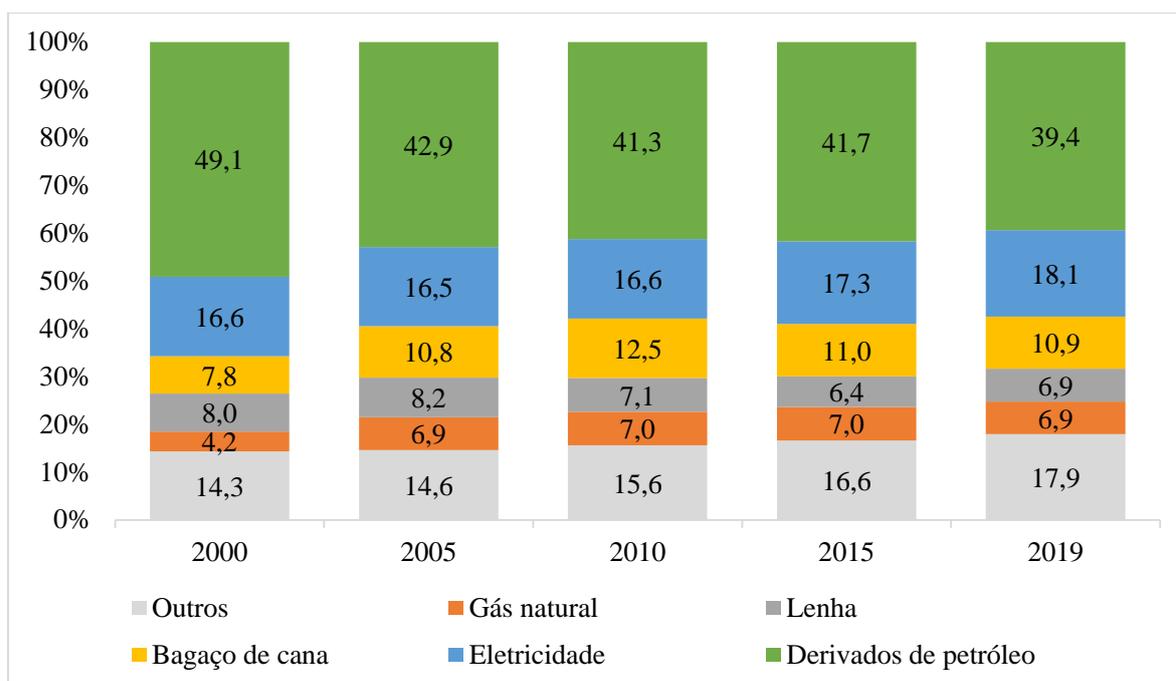
Gráfico 5 – Brasil: participação do consumo final de energia por setor (%) (1990-2019; anos selecionados)



Fonte: EPE (Balanço Energético) (2020).

Entre 2000 e 2019, as principais fontes energéticas no consumo final brasileiro foram dos derivados de petróleo – que ainda será discutido em seção a seguir –, a eletricidade e o bagaço de cana. Nesse período ocorreu uma redução na participação dos derivados de petróleo, verificando-se, em contrapartida, aumentos da fonte bagaço de cana e eletricidade (Gráfico 6).

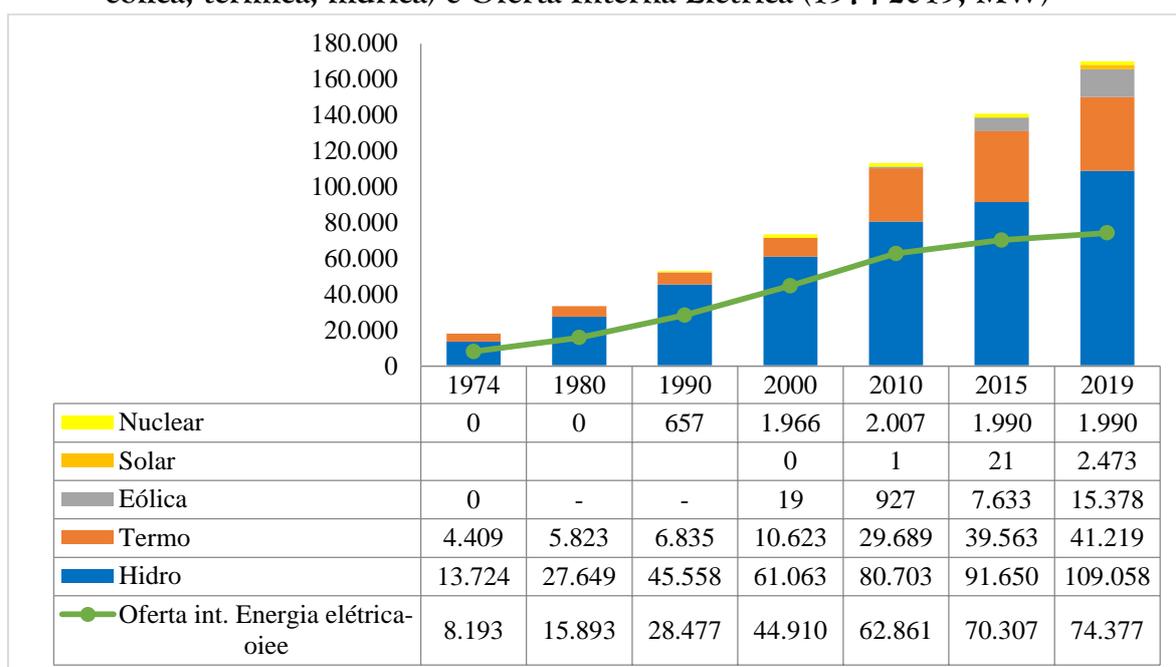
Gráfico 6 – Participação das fontes no consumo final (%) (%) (1920-2019; anos selecionados)



Fonte: EPE (Balanço Energético 2020)

No que diz respeito à geração de energia elétrica, cabe destacar, por um lado, a expressiva participação da fonte hidráulica, entre 1974 e 2019, e, por outro, a redução contínua da capacidade instalada dessa fonte em relação à capacidade instalada de geração de energia (86% em 1990; 83% em 2000; 71% em 2010; 65% em 2015; e 64% em 2019) (Gráfico 7).

Gráfico 7 – Capacidade instalada da geração elétrica por fonte (nuclear, solar, eólica, térmica, hídrica) e Oferta Interna Elétrica (1974-2019; MW)



Fonte: EPE (Balanço Energético) (2020).

Isso vem acontecendo em virtude da redução do potencial hidráulico nacional e da construção hidrelétricas sem reservatórios. Com isso, sistema elétrico brasileiro ficou mais vulnerável ao risco hidrológico em virtude da dificuldade de crescimento dos reservatórios, que foram centrais para viabilizar energia elétrica barata para o setor industrial até 2000 (BICALHO, 2019), o que implicou no aumento das tarifas a energia elétrica a partir da década de 2000⁷. Além do desafio da elevação dos custos energéticos do país e seus efeitos para a competitividade da indústria nacional, a política energética brasileira (formas de atuação direta e indireta do Estado) tem, ainda, que levar em conta à questão da transição energética.

3. O Estado no setor de energia: política energética, segurança energética, disputa pelos excedentes e nacionalismo de recursos

A política energética é a forma de atuação direta (produtor, coordenador e planejador) e/ou indireta (regulação e incentivos ao setor privado) do Estado sobre o setor energético, envolvendo um conjunto de medidas que afetam as fontes; as cadeias energéticas; os investimentos da infraestrutura energética; o preço da energia; os suprimentos dos recursos; questões regulatórias e institucionais do setor; as questões tributárias rede, etc. Ou seja, a política energética – medidas econômicas, de desenvolvimento, tributária, industrial, ambiental voltada ao setor de energia – deve ter como objetivo garantir a segurança de abastecimento energético, presente e futuro, que permita, ao mesmo tempo, o crescimento econômico e o desenvolvimento social (PINTO JR., et. al., 2007). Atualmente também implica na sustentabilidade ambiental atrelado à produção e ao consumo de energia com menor emissão de gases que provocam o efeito estufa.

É evidente que as formas de intervenção estatal no setor energético para alcançar esses determinados fins, necessariamente afetam tanto o processo de produção dos recursos energéticos (dimensões produtivas, tecnológicas, ambientais, etc.) como a distribuição das rendas excedentes da produção dos recursos energéticos primários – que se aproxima da renda da terra ricardiana – entre os atores envolvidos (Estado nacional; empresas privadas e estatais internacionais não financeiras; empresas privadas nacionais não financeiras; empresas nacionais e estrangeiras financeiras; e cidadãos consumidores de energia) na produção dos recursos energéticos e que detém o direito de propriedade dos recursos energéticos.

Cabe observar que o Estado joga um duplo papel nesse processo. Por um lado, a sua atuação (direta ou indireta) necessariamente afeta a distribuição das

⁷ Esse ponto será discutido de forma detalhada mais à frente.

rendas dos recursos entre os atores envolvidos no processo de produção do setor energético. Por outro, ele também pode, em determinadas conjunturas históricas, ampliar a apropriação estatal da renda excedente da produção dos recursos energéticos.

Nesse sentido, a política energética diz respeito à forma como “os Estados nacionais percebem, hierarquizam e introduzem em seu conjunto de políticas públicas esses objetivos; o que, ao fim e ao cabo, se traduz no volume de recursos que, de fato, esses Estados estão dispostos a mobilizar para alcançá-los” (BICALHO, 2011, p. 1) dado as correlações de forças – capacidades de exercer o poder – entre os interesses dos segmentos empresariais financeiros e não financeiros nacionais e internacionais.

É preciso observar que a política energética sempre esteve vinculada à garantia de suprimento de energia, ou seja, tem como ponto de partida a segurança energética. Essa questão está presente desde os momentos iniciais do pós-II Guerra, mas ganhou maior relevância após a primeira crise do petróleo de 1974. Apesar de sua importância, não há uma definição aceita universalmente para segurança energética, uma vez que ela depende das condições históricas vigentes.

Yergin (2014, p. 91) define segurança energética enquanto “a disponibilidade de um suprimento suficiente a preços razoáveis”. O conceito possui quatro dimensões, a saber:

- (i) “A segurança física” que tem como objetivo “proteger os ativos, a infraestrutura, as redes de abastecimento e as rotas comerciais e criar provisões para substituições rápidas quando for necessário”;
- (ii) “O acesso físico, contratual e comercial à energia”;
- (iii) “A segurança energética é também um sistema” – composto de políticas nacionais e instituições internacionais destinadas a responder de maneira coordenada a interrupções, deslocamentos e emergências;
- (iv) “Os investimentos” que possibilite “garantir a existência de suprimentos e infraestrutura adequados em qualquer momento no futuro”.

De um lado, os países importadores de petróleo adotam estratégias para garantir a segurança energética em termos de oferta, ao passo que os países produtores de energia pensam em termos da segurança energética pelo lado de sua demanda (YERGIN, 2014). Nesse sentido, a segurança energética vai muito além

da questão da autossuficiência energética, embora essa situação mitigue os riscos para a garantia de abastecimento. Para determinados países, a segurança energética passa pelo acesso e controle de fontes de recursos energéticos localizados fora de seu território (BICALHO, 2011).

Tanto a questão da segurança energética como as formas de atuação do Estado dependem do contexto histórico, que reflete a correlação de forças entre o Estado (maior ou menor autonomia relativa) diante dos capitalistas nacionais e estrangeiros. No que diz respeito ao capital estrangeiro, cabe observar que ele, em boa medida, reflete e é o refluxo dos interesses dos seus Estados nacionais de origem.

Pauly & Reich (1997) e Doremus et. al. (1998), que analisaram os casos estadunidenses, japoneses e alemães, evidenciaram que a origem nacional das empresas multinacionais interfere de forma significativa em suas estratégias de pesquisa e desenvolvimento, de comércio e de investimento fora de seus territórios de origens. Nesse sentido, o Estado nacional e suas políticas públicas, especialmente no campo do direito de propriedade e da inovação e do financiamento, são fundamentais para a configuração e expansão de suas empresas multinacionais. Isso significa dizer que Estado nacional criam/estimulam/defendem suas empresas multinacionais nos espaços de acumulação internacional.

Em outras palavras, a relação entre um Estado nacional e empresas estrangeiras é também uma questão que envolve disputas entre Estados pela apropriação da riqueza e pelo acesso de recursos estratégicos (como os energéticos), que impactam em mudanças regulatórias internacionais (liberalização do comércio e investimento; direito de propriedade, etc.) e nacionais. Essa disputa entre Estados nacionais, detentores de recursos energéticos, e grandes empresas internacionais é ainda maior, uma vez a produção desses recursos requerem um elevado montante de investimento, numa fase inicial de exploração, e geram expressivos excedentes econômicos que são fortemente disputados. Além do fato de que o acesso e o controle de reservas energéticas é um elemento central para sua segurança energética.

Diante disso, as decisões de investimento das empresas internacionais para a produção de recursos naturais fora de seu território levam em conta: (i) o controle das reservas energéticas de seus territórios diante de seus competidores, dado o cenário geopolítico e os interesses nacionais existentes dos países de origem e dos países hospedeiros; e (ii) a análise econômico-financeira que busca estimar a apropriação da renda dos recursos que a empresa pode obter.

Quanto às formas de atuação do Estado, no período do pós-II Guerra havia uma expressiva atuação direta estatal na produção de bens e serviços, por meio de empresas públicas (setor produtivo estatal⁸). Chang (1992) e Reis (2008) apresentam cinco motivos para a existência do setor produtivo estatal:

- (i) Atividades que possuem vantagens comparativas, mas que são inviabilizadas em virtude de elevada escala mínima de produção sob a condição de mercado de capitais limitados;
- (ii) Atividades caracterizadas por monopólios naturais, especialmente nos segmentos de infraestrutura produtiva, como o energético;
- (iii) Atividades que desempenham caráter estratégico na medida em que são cruciais para o desenvolvimento nacional;
- (iv) Atividades que estejam articuladas a produção de tecnologia que possam ampliar a dinâmica tecnológica, reduzindo a vulnerabilidade externa;
- (v) As políticas de preços adotadas podem funcionar como ferramenta de distribuição de renda e de ganhos de competitividade para a indústria nascente.

Em linhas gerais, Hansen e Percebois (2017) afirmaram que a atuação dos Estados nacionais da Europa, entre 1945 e 1980, no setor energético se pautou pela (i) atuação direta (produtor e planejador) e (ii) necessidade de integração vertical, sob controle estatal, em setores econômicos caracterizados por monopólio natural e/ou pela produção de mercadorias que detém papel estratégico – segurança de abastecimento e custos energéticos baixos para fomentar a industrialização, tais como energia elétrica, produção e distribuição de petróleo e seus derivados, nuclear, etc.

⁸ O setor produtivo estatal (empresas públicas) enfrenta um constante conflito entre buscar a lucratividade (acumulação interna de capital – dimensão microeconômica) e alcançar objetivos de políticas públicas (compras governamentais, conteúdo local, inovação, etc.) e de natureza macroeconômica (inflação, balança comercial, finanças públicas, etc.). Em outras palavras, as empresas estatais por serem, ao mesmo tempo, empresa e Estado, possuem uma dupla função (faces estatal e empresarial) (ABRANCHES, 1979; ALVEAL, 1994). Essa dupla face do setor produtivo estatal não compromete as relações mais gerais do processo de acumulação de capital, mas sim permite uma compatibilização entre lucro privado e benefícios econômicos e sociais para a população. Cabe observar que essas duas faces estão sempre em tensão latente em virtude das dificuldades de conciliação entre os interesses estatal/público – já que proprietário majoritário dessas empresas é o Estado que representa os interesses da população – e empresarial/privado dessa empresa que necessita acumular capital para desenvolver seus projetos e investimentos. A compatibilização entre as faces estatal e empresarial é uma tarefa eminentemente política, sem perder de vista os fatores econômicos que dão origem a essa ambiguidade, haja vista a necessidade de combinar os objetivos das empresas e os objetivos sociais em cada conjuntura histórica (ABRANCHES, 1979; ALVEAL, 1994).

Isso vai mudar completamente no final da década de 1970, com o avanço da governança neoliberal – pautada, no campo econômico, pelo monetarismo friedmaniano e, no campo político, pela visão hayekiana de competitividade individual e pela ideia de Estado *gendarme* e *regulador* –, sobretudo, após a Margaret Thatcher assumir a posição de primeira ministra do Reino Unido. O programa de privatizações do Reino Unido dos anos 1980-90, comandado pela Primeira-Ministra, foi o caso paradigmático, que serviu de modelo para diversos países. Inclusive para a implementação das privatizações brasileiras da década de 1990 (das telecomunicações, da mineração, da siderurgia, etc.) e a criação das agências reguladoras, tais como a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), em 1996, a Agência Nacional de Telecomunicações (Anatel), em 1997, e a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), em 1998.

Nessa visão, a privatização proporcionaria, sob a regulação estatal (Agências Reguladoras), o aumento da competição de mercado, a atração de investimentos privados e o aumento da eficiência econômica. Permitindo ao consumidor adquirir produtos e serviços com melhor qualidade e menores preços. Assumiu-se como pressuposto a ideia de que o Estado seria por definição ineficiente em relação ao mercado, no que diz respeito ao papel de planejador e produtor. Com isso, o Estado deveria adotar o papel de regulador da atividade econômica privada (Estado-regulador), buscando criar mercados competitivos e estimular e introduzir a concorrência.

A onda de mercado, em consonância com o “Consenso de Washington”, como dito por Hansen e Perceboais (2017), varreu o paradigma anterior. E o Estado voltou-se à regulação que deveria ser temporária, pois o regulador criaria as condições para o florescimento de um mercado competitivo, como dito por Thomas (2016). Ele analisa os limites da regulação do Reino Unido no que diz respeito aos objetivos propostos inicialmente. Em suas palavras:

In the UK, the vision of a regulatory body for the energy sector that would soon be proved redundant and unneeded has not been realised. There is still little evidence that the network parts of the business can be anything other than natural monopoly that requires price regulation, so this function is expected to continue. The promise of a simplified system of setting prices given by the incentive formula was not achieved and efforts to make the price setting process more reflective of costs and the scope for cost reductions have led to a continuing growth (measured in budget and staffing) in regulatory activity. However, the hope that other segments of the industry could become competitive persisted and the measures needed to make that transition gave OFGEM [Office of Gas and Electricity Markets] its pivotal position by around the year 2000. Fifteen years on, the transition to full competition appears no closer to fulfilment. In 2010 the government and OFGEM stated that meeting the emissions target was a priority. Yet the rhetoric of government and

OFGEM still emphasizes competition. By 2015, it was hard to deny the sense that OFGEM was no longer central to energy policy formation and implementation. [...] It might simply reflect a loss of trust by the government in OFGEM's ability to carry out policies effectively. However, two other explanations may have implications both inside and outside the UK. First, 'independent' regulation might flourish only in times when difficult choices are not required, such that when tough decisions are required, government inevitably takes back power. Whether this is the case of governments 'interfering' in areas they should not or whether it is governments, with democratic legitimacy, carrying out their responsibility to govern is a matter of judgement. From 1990 to 2002, fossil-fuel prices fell and supplies were secure. The introduction of natural gas into the UK generation fuel mix replacing coal allowed greenhouse gas emission targets to be comfortably met with no government action and selling generation assets at far below value ensured lower prices. Since then, fossil fuel prices have increased sharply and renewables, which are still significantly more expensive than fossil-fuel options, must be built in large volumes to meet climate change targets. In this context, energy prices have become a serious political issue. As a result, the government cannot and perhaps should not, stand back and leave decisions to a regulator without direct democratic accountability (THOMAS, 2016).

Independentemente de qualquer comprovação empírica a respeito da maior eficiência econômica do mercado em relação ao Estado, os programas de privatização foram adotados. A questão da segurança energética supostamente seria resolvida pelo mercado e os consumidores teriam o poder para escolher os seus fornecedores a um preço mais barato. Alguns até poderiam acreditar nisso no passado, em virtude do *annus mirabilis* de 1989 e da ideia de "fim da história". Mas como a história não tem fim, na verdade, essa retórica foi utilizada para avançar na redução do Estado em virtude de questões ideológicas e, sobretudo, para criar espaços de acumulação para o setor privado.

Passados mais de trinta anos desse debate e dos impactos das privatizações, não dá para continuar acreditando que a privatização e a atuação dos reguladores proporcionarão preços mais baixos. Nem muito menos que no atual contexto de transição energética, marcada por incertezas (tecnológicas, custos, financiamento, etc.), o Estado-regulador seria capaz de direcionar o mercado para o caminho da transição. Hansen e Percebois (2017) e Thomas (2016) deixam isso muito evidente, inclusive mostrando que as agências reguladoras do Reino Unido e da França têm perdido espaço para uma atuação mais direta do Estado, por meio de políticas discricionárias.

Essa onda do mercado alcançou os países latino-americanos⁹ na década de 1990, quando seus governantes passaram a privatizar, em grande escala, as indústrias de recursos naturais, sob o controle estatal, e a adotar a intervenção indireta no mercado, por meio dos instrumentos de regulação. Em alguns países da América Latina esse cenário vai se modificar, em meados da década de 2000 até 2014, com o retorno da atuação mais direta do Estado, sobretudo nos setores de recursos energéticos (ampliação dos encargos fiscais e de royalties sobre empresas estrangeiras, mudanças regulatórias no regime de exploração dos recursos, etc.). Há inclusive nacionalizações completas ou parciais nos setores de petróleo/gás e mineração na Argentina, na Bolívia, no Equador e na Venezuela, configurando um retorno ao nacionalismo de recursos naturais (HASLAM; HEIDRICH, 2016).

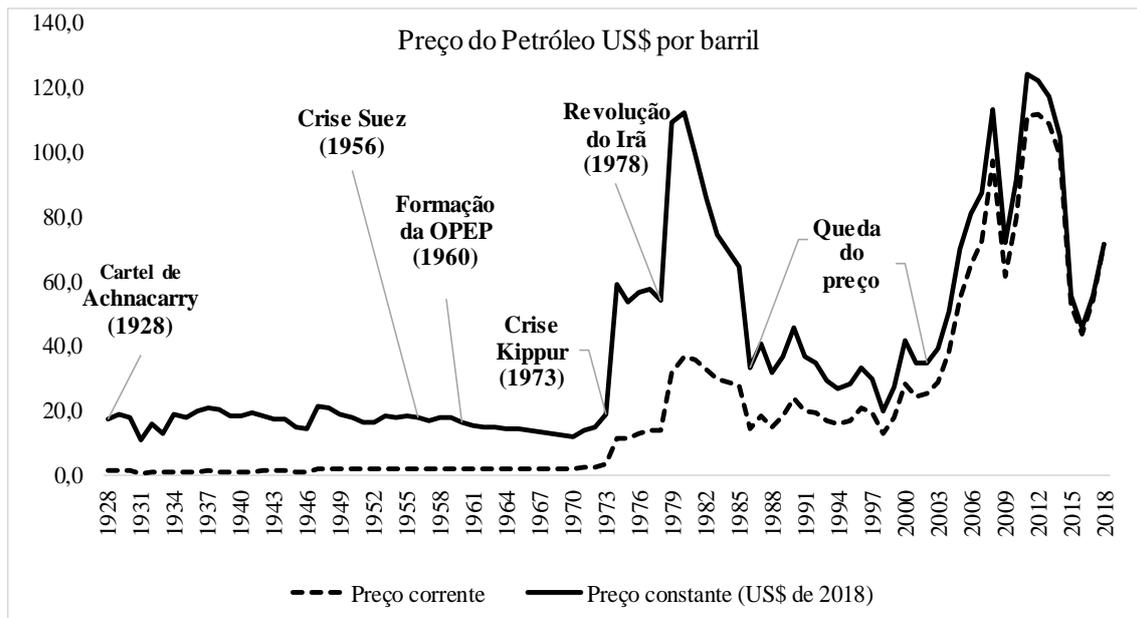
O termo Nacionalismo de Recurso (NR) é novo na literatura acadêmica e jornalística, mas a questão do nacionalismo dos recursos naturais é uma prática e um fenômeno antigo nos países periféricos desde os anos 1930, quando a Bolívia assumiu a Standard Oil e o México nacionalizou sua indústria de petróleo. Essa estratégia foi alçada a novo patamar nas décadas de 1960 e de 1970, quando os países do Oriente Médio (i) nacionalizaram a sua produção petróleo, criando empresas nacionais de petróleo (NOCs), deslocando as potências ocidentais e suas grandes empresas petroleiras¹⁰; e (ii) criaram a Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) (HASLAM; HEIDRICH, 2016; PRYKE, 2017).

O ordenamento do mercado de petróleo no pós-Guerra – que manteve os preços baixos – reduziu a capacidade dos países do Oriente Médio em se apropriar de uma maior fatia da renda petroleira, pois as principais formas de apropriação eram os royalties e impostos que dependem dos preços. Essa menor capacidade de apropriação se ampliou, ainda mais, com a queda dos preços do petróleo com o retorno da URSS ao mercado internacional de petróleo e a ampliação das reservas. Essa tendência baixista dos preços vai permanecer até 1970 (Gráfico 9).

Gráfico 9 – Evolução do preço de petróleo (1928-2018)

⁹ As reformas, pró-mercado, dos setores de petróleo e gás e elétrico brasileiro serão apresentados em seção à frente.

¹⁰ Essas características da estrutura de mercado da indústria de petróleo, ao longo do século XX, provocaram formação de grandes conglomerados empresariais. Yergin (1992) mostrou que a história do petróleo é a trajetória da configuração da formação dos grandes conglomerados empresariais dos EUA e da Europa. Primeiro pela Standard Oil e depois com o cartel (acordo de Achnacarry de 1928) das “Sete Irmãs” – Royal Dutch Shell, Anglo Persian Oil Company (BP), Standard Oil of New Jersey (Esso), Standard Oil of Nova York (Socony/Mobil), Standard Oil of Califórnia (Chevron), Texaco e Gulf Oil –, empresas estas que lideraram a expansão da indústria de petróleo na primeira metade do século XX (RUAS, 2012; YERGIN, 1992).



Fonte: PB Statistics.

Naquele contexto, foram aparecendo tensões entre os países produtores e as empresas petrolíferas internacionais privadas. Os países produtores passaram a impor revisões nos contratos de exploração de petróleo na medida em que ia avançando o posicionamento nacionalista dos países árabes. Naquele momento, a busca pelo aumento da renda petrolífera, para os proprietários das reservas, significava a defesa nacional por meio da configuração do nacionalismo. Foi naquele contexto que cinco países produtores (Venezuela, Arábia Saudita, Irã, Iraque e Kuwait) formaram a Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), em 1960, com o objetivo de influenciar a oferta e, conseqüentemente, os preços (MACHADO, 2019).

As tensões entre as empresa petrolíferas internacionais¹¹ e os países produtores assumiram um novo patamar, na década de 1970, quando a disputa pela apropriação da renda petrolífera desloca-se da questão da influência sobre o preço (quem controla a oferta) para a “participação direta”, que implicava em processos de nacionalização de parte dos direitos sobre as reservas de petróleo, inclusive fortalecendo as empresas petrolíferas estatais dos países produtores, denominadas de “*National Oil Companies*” (NOCs) (TORRES FILHO, 2004; PEIGO; RUAS, 2015).

O aumento das disputas pela apropriação da renda petrolífera entre as IOCs e os Estados nacionais produtores de petróleo, associado aos eventos geopolíticos na década de 1970 (Crise do Kippur e Revolução do Irã), provocaram uma elevada expansão dos preços do petróleo entre 1970 e 1980 (Gráfico 1).

¹¹ As *majors*, também denominadas de “*International Oil Companies*” (IOCs), que constituem o grupo das empresas originadas das “Sete Irmãs”.

Mais recentemente, entre 2013 e 2014, com a elevação dos preços internacionais dos recursos naturais, especialmente do petróleo (Gráfico 9) e com as novas descobertas de petróleo em países periféricos (pré-sal brasileiro em 2007), os países periféricos, com elevada dotação de recursos naturais, passaram a adotar a NR com o objetivo de aumentar a apropriação estatal da renda gerada na produção de recursos. Essas rendas apropriadas foram utilizadas para a obtenção de avanços sociais, tecnológico e industrial, buscando mitigar os riscos da “maldição” dos recursos naturais, que podem ocorrer em países com abundância de recursos naturais¹².

Em linhas gerais, os três grandes eixos da atuação do Estado, sob a estratégia dos NR, são: i) aumentar as receitas públicas que incidem sobre o setor, por meio da elevação da participação dos royalties e dos impostos e redução das isenções e deduções fiscais; ii) a ampliação do controle estatal na indústria, tais como o fortalecimento de empresas estatais, a nacionalização total, controle constitucional do setor e configuração de sistema de exploração (concessão, partilha ou cessão onerosa) mais adequado; e iii) as políticas destinadas ao aumento dos *spillovers* e os efeitos de encadeamento, centrados em políticas de conteúdo nacional e de desenvolvimento de fornecedores (MACHADO, 2019; HASLAM; HEIDRICH, 2016).

A partir dessas diretrizes, é possível afirmar que o NR recoloca o Estado nacional como o ator central na apropriação e alocação das rendas energéticas com o objetivo de ampliar a indústria ofertadora de bens e serviços destinados ao processo de exploração e produção dos recursos. Suarez (2012, p. 49) evidenciou iso ao afirmar:

A intervenção do Estado na indústria petrolífera é de importância política e econômica pelo fato de apropriar através da empresa estatal parte do excedente econômico criado pela produção de petróleo, assim como também para desenvolver esta indústria. Cabendo ao Estado o papel estratégico na conversão da renda petrolífera em capital produtivo visando o

¹²Há muitas experiências históricas que a descoberta de recursos naturais em abundância determinados países não necessariamente representou uma melhora nas condições de vida da população em geral. Esse fenômeno ficou conhecido na literatura sobre o tema de maldição dos recursos naturais. Esse debate ganhou ainda mais destaque, desde os anos 1990, a partir de vários estudos empíricos (SACHS & WARNER, 1995 e 1997, entre outros) que mostraram uma associação negativa entre especialização/concentração em recursos naturais e crescimento econômico. Dentro do escopo do tema da maldição dos recursos naturais, a teoria da doença holandesa, descrita por Corden & Neary (1982), é a melhor descrição dos possíveis efeitos negativos da abundância de recurso naturais a partir do caso de exploração de gás natural na Holanda, na década de 1970. Eles mostram que após a expansão da exploração de gás natural na Holanda ocorreu uma perda de participação do setor industrial daquele país, na década de 1960, em virtude das exportações desse hidrocarboneto que geraram um forte aumento de divisas, provocando uma forte valorização da moeda nacional e, conseqüentemente, reduziu a competitividade das manufaturas holandesas.

desenvolvimento nacional. Os argumentos para a intervenção estatal ou criação da empresa estatal na indústria petrolífera são variados desde os referidos ao controle estratégico dos recursos, de segurança energética, de independência econômica, etc.

No que tange ao Brasil, a chegada ao poder do Partido dos Trabalhadores e a descoberta do pré-sal em 2007 impulsionaram a adoção do NR até 2016, quando este foi interrompido em decorrência da crise da indústria petrolífera de 2014/2015, da crise do setor elétrico e do Golpe Parlamentar de 2016. O governo que assumiu (presidente Michael Temer) mudou a regulação do setor de petróleo e gás, buscando atrair o investimento estrangeiro. Essa temática será discutida de forma mais aprofundada na próxima seção.

4. O setor de petróleo no Brasil no século XXI: panorama histórico, Petrobras e a retomada interrompida do nacionalismo de recurso

Desde sua criação em 1953 (Lei 2.004, de outubro de 1953) até hoje, a trajetória da Petrobras, empresa de economia mista controlada pelo Governo Federal, sempre esteve no centro do debate sobre quais caminhos seguir tanto no setor de petróleo e gás como no tipo de projeto de desenvolvimento brasileiro. A opção pela criação da Petrobras e pela configuração do monopólio da União de todas as atividades da cadeia de petróleo, com a exceção da distribuição, representou a opção nacionalista e estatal, assentada na estratégia de nacionalismo energético. Cabe observar que os atores derrotados (IOCs e setores dominantes liberais) não se deram por vencidos nesse confronto (ALVEAL, 1994).

A adoção daquela estratégia (nacionalismo energético) tinha como objetivo garantir a segurança energética de abastecimento de derivados de petróleo em todo território nacional, proporcionar a autossuficiência de petróleo e funcionar como agente indutor da criação de uma rede de fornecedoras nacionais (serviços, firma de engenharia, empresas de bens industriais) voltados às atividades petrolíferas. Com isso, a Petrobras passou a funcionar como importante instrumento (nacionalismo energético) para o projeto desenvolvimentista brasileiro.

No que diz respeito à questão da segurança energética e do nacionalismo energético, a Petrobras, para garantir o abastecimento, ampliou o número de refinarias integrando-as com uma infraestrutura (rede de oleodutos, terminais de petróleo e gás natural, estocagem, distribuição) que buscou minimizar o custo de investimento, evitando redundâncias (MENDES *et al.*, 2018). Os investimentos para a construção da infraestrutura logística, das refinarias e para a exploração de petróleo *offshore* (águas profundas) cumpriram um duplo papel. Por um lado,

possibilitaram a oferta de derivados impedindo possíveis gargalos para a produção nacional. Por outro lado, gerou demanda para diversos ramos da industrial nacional e estimulou o desenvolvimento tecnológico. Não por acaso o índice de nacionalização das compras da Petrobras saltou de 5% em 1954 para 95% em 1989 (ALMEIDA, 1993).

Em termos históricos, a Petrobras foi um dos principais demandantes dos produtos da indústria de bens de capital brasileira, sendo inclusive uma das principais responsáveis pela consolidação da indústria de bens de capital sob encomenda no Brasil (IPEA, 2011; AZEVEDO, 2017). Além da questão industrial, a Petrobras conseguiu desenvolver capacidades tecnológicas e geológicas em atividade exploratória de petróleo e gás em águas profundas que foram centrais para a descoberta do pré-sal brasileiro, colocando o país num novo patamar no mercado mundial de petróleo.

Essas capacidades, desenvolvidas ao longo dos últimos 40 anos, somente conseguem ser explicadas pela ampliação dos investimentos da empresa em P&D (pesquisa e desenvolvimento) por meio de projetos tecnológicos nacionais capitaneados pela Petrobras em articulação com empresas privadas, com universidade e com centros de pesquisas. Esse processo tem sua origem na estratégia nacional que buscou diminuir a dependência energética externa brasileira – que se aprofundou no final da década de 1970 com a elevação dos preços internacionais do petróleo (choques de 1973 e 1979) (Gráfico 1) – por meio de investimentos em P&D para a exploração de petróleo e gás em águas profundas.

Os resultados desses esforços, inicialmente, proporcionaram a descoberta de petróleo na Bacia de Campos (Albacora em 1984 e Marlim em 1985). No âmbito dessa estratégia, cabe destacar o PROCAP – Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas – que foi um dos mais importantes projetos de investimento em P&D da Petrobras¹³, que culminou na descoberta do pré-sal em 2007.

¹³ O PROCAP (Procap 1.000) foi criado em 1986 e tinha como objetivo desenvolver tecnologia para produzir petróleo até 1.000 metros de profundidade. O programa durou seis anos e empreendeu 109 projetos, alcançando os resultados pretendidos e inovações importantes, como a instalação do sistema de produção flutuante. Com o sucesso desse programa, a Petrobras criou em 1993 o PROCAP-2000, buscando ampliar a exploração para até 2.000 metros de profundidade. O programa durou 6 anos, contou com 20 projetos e também alcançou resultados exitosos (desenvolvimento de inovações para explorar o petróleo de Roncador, na Bacia de Campos (RJ), a 1.853 metros de profundidade). Esse êxito estimulou a Petrobras a criar o PROCAP – 3000, entre 2000 e 2006, com o objetivo de desenvolver as inovações necessárias para explorar petróleo e gás em lâmina d'água superior a três mil metros e, ao mesmo tempo, reduzir os custos de extração nesse tipo de campo (FURTADO; FREITAS, 2004; ORTIZ; COSTA, 2007).

Essa centralidade da Petrobrás para o projeto de desenvolvimento brasileiro deve-se a sua capacidade de coordenar e induzir o setor de petróleo e gás em virtude de sua constituição histórica; escala produtiva (verticalização); capacidade de desenvolver tecnologia, fornecedores nacionais (objetivos de políticas públicas) e acumular capital (dimensão microeconômica) necessário a ampliação de seus investimentos. Isso foi possível em decorrência da companhia ser, ao mesmo tempo, empresa e Estado, possuindo assim dupla função, estatal e empresarial. Nesse sentido, a Petrobras foi um dos pilares do desenvolvimentismo brasileiro entre 1930 e 1980 em virtude do duplo papel que exerceu e ainda exerce, tais como estabilização macroeconômica (anticíclica) e de complementaridade (indutor) do investimento privado.

No Brasil, todas as fases de maior crescimento econômico, após a década de 1930, foram acompanhadas de forte expansão dos investimentos públicos, especialmente da Petrobras e Eletrobras, que sempre vieram na frente dos investimentos privados. Com a crise do desenvolvimentismo brasileiro, na década de 1980, e o avanço do neoliberalismo nos anos 1990, o ativismo estatal (como produtor – Setor Produtivo Estatal/SPE) perdeu força e passou a ser questionado em termos de eficiência econômica. Naquele período, o Estado brasileiro assumiu como objetivo maior austeridade fiscal e eficiência microeconômica, além da desregulamentação, a abertura dos mercados e a redução do aparelho estatal.

Assumiu-se a ideia que o Estado deveria adotar o papel de disciplinador da atividade econômica privada (Estado-regulador), em vez de atuar de forma direta na atividade econômica (como planejador e/ou produtor). Naquele contexto, adotou-se o Programa Nacional de Desestatização (PND), que teve como objetivo vender, à iniciativa privada, empresas controladas pelo Estado, mesmo várias delas tendo exercido papel central na configuração do modelo de desenvolvimento brasileiro entre 1930 e 1980. No setor de petróleo, apesar da Petrobras não ter sido privatizada, ocorreram profundas modificações regulatórias e de gestão ao longo dos anos 1990, que afetaram o desempenho da companhia e do setor.

No que diz respeito à regulação, a Lei 9.478 de 1997 foi um marco central ao quebrar o monopólio da Petrobras (exploração, produção, refino e transporte de petróleo), buscando abrir o mercado e estimular a entrada no setor de capital privado nacional e estrangeiro. Além disso, essa lei criou a Agência Nacional do Petróleo (ANP) que tem como finalidade “promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo” (Art. 8º, Lei nº 9478/97) (PINTO JR. et. al., 2007), reduzindo assim o controle estatal sobre a indústria de petróleo.

No que tange às diretrizes estratégicas da Petrobras, verificou-se que, ao longo da década de 1990, a empresa buscou se transformar em uma empresa semelhante às IOCs por meio da expansão para o exterior e foco na rentabilidade e, conseqüentemente, nos interesses dos acionistas dentre os diversos públicos de interesses. Relega, assim, a um segundo plano sua face estatal que tem como um de seus objetivos a indução do desenvolvimento nacional por meio de seus investimento e compras. Isso fica evidente pelas medidas adotadas à época, a saber: i) timidez da empresa na participação nos leilões de áreas exploratórias, com vista a permitir que outros players entrassem na exploração e produção de petróleo; e ii) esvaziamento de sua engenharia interna e a redução dos seus investimentos (AZEVEDO, 2017).

Em linhas gerais, a abertura do setor na década de 1990, a criação do Repetro e a valorização cambial impulsionaram a Petrobras tanto a importar mais bens de capitais como a adquirir pacotes completos de projeto e operações junto a empresas internacionais, ampliando as relações com os fornecedores estrangeiros de bens de capital. Com isso, as plataformas passaram, em boa parte, a ser construídas em Cingapura, na Coréia e na Espanha (IPEA, 2011; AZEVEDO, 2017). Não por acaso, ocorreu a redução da demanda para a indústria de bens de capital sob encomenda no Brasil nesse período.

Nesse sentido, tanto as décadas entre 1930 e 1980 como os anos 1990 evidenciam que o setor de petróleo e gás no Brasil (estratégias da Petrobras e nacionalismo energético) é marcado por movimentos pendulares: de um lado, por períodos de grande presença estatal; e, de outro, por abertura ao mercado, buscando a atração de capital estrangeiro para suprir uma suposta ausência de capital e de capacidade tecnológico (AZEVEDO, 2017; SCHUTTE, 2016). Tais movimentos refletem tanto o papel desempenhado pela questão da política energética no projeto de desenvolvimento nacional brasileiro – maior ou menor grau de nacionalismo energético – como a dupla função que a Petrobrás exerce em virtude de sua característica de setor produtivo estatal (ALVEAL, 1994).

4.1 A retomada do nacionalismo de recursos (NR), dimensões institucionais e o papel da Petrobras: do auge à crise

A descoberta do pré-sal, em 2007, impulsionou a reatualização do NR brasileiro que se materializou com mudanças regulatórias que ampliaram: i) a capacidade de controle estatal da indústria de petróleo por meio do estabelecimento da Petrobras como operadora única do pré-sal e pela mudança do sistema de exploração da concessão para partilha nas áreas do pré-sal; e ii) adotaram políticas destinadas ao aumento dos *spillovers* e do encadeamento

produtivo por meio de políticas de conteúdo nacional e de desenvolvimento de fornecedores.

Em associação com essas medidas regulatórias, a Petrobras passou a adotar uma estratégia centrada em sua face estatal, aumentando o seu peso no desenvolvimento nacional, pois passou: i) a dinamizador da economia por meio da ampliação dos seus investimentos no pré-sal e no refino, que impactaram de forma significativa na geração de empregos e renda; ii) a ser relevante instrumento de política industrial, por meio de suas compras, dada a política de conteúdo nacional; e iii) a ser utilizada como instrumento macroeconômico, dentre os quais para o controle da inflação.

Fator importante na direção de uma maior atuação/função estatal da Petrobras foi a descoberta de petróleo no pré-sal em 2007 e os novos projetos de desenvolvimento e exploração desses novos campos. Essa descoberta colocou o Brasil como um ator potencialmente relevante tanto na posição de produtor como exportador de petróleo no mundo. A partir dos anúncios já divulgados estima-se que há cerca de mais de 100 bilhões de barris recuperáveis nos campos do pré-sal, o que colocaria o Brasil entre os maiores detentores de reservas, tais como Venezuela e Arábia Saudita (SAUER; RODRIGUES, 2016).

Essa grande quantidade de petróleo recuperável descoberto no pré-sal somente foi possível em virtude (i) de um longo processo evolutivo de desenvolvimento da capacidade tecnológica e geológica da Petrobras em atividade exploratória em águas profundas; e (ii) de uma aposta política/estratégica que não se subordinou a uma lógica estritamente microeconômica, pois havia enormes obstáculos tecnológicos e financeiros até a Petrobras encontrar petróleo no segundo poço perfurado no campo de Tupi (bloco exploratório BM-S-11).

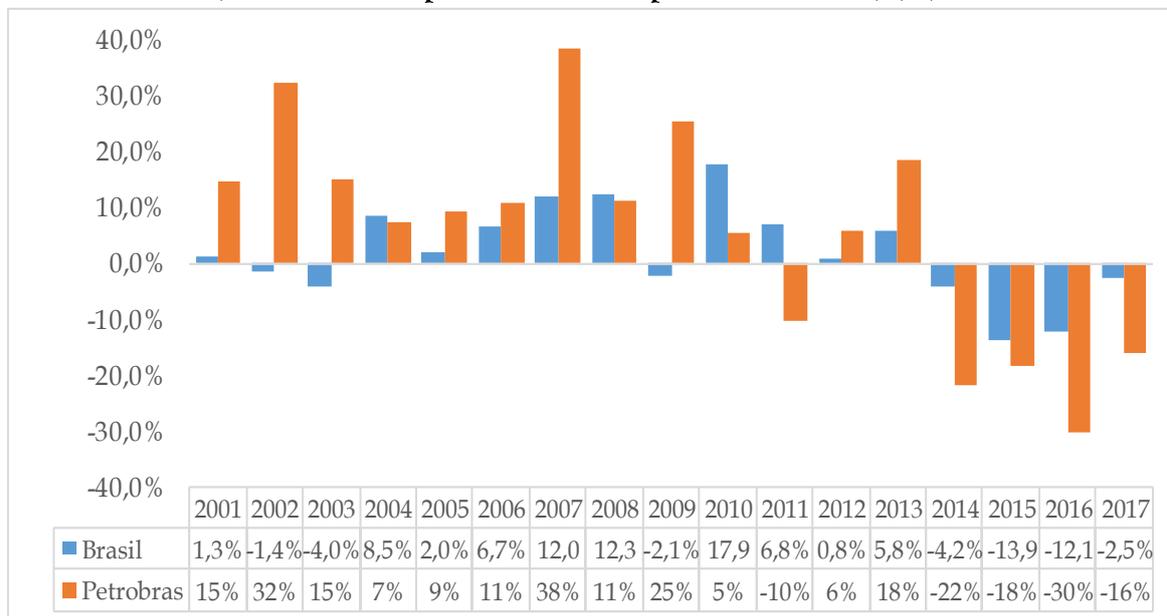
No que tange à questão tecnológica e geológica, o desafio era perfurar poços com profundidade entre 5 e 7 mil metros, sendo que até então a Petrobras tinha alcançado a profundidade máxima de 1.886 metros (que era o recorde mundial), e procurar petróleo em rochas desconhecidas geologicamente com mais de 120 milhões de anos. O desafio também era enorme em termos financeiros em decorrência dos enormes custos de exploração.

Naquele contexto, a Petrobras expandiu suas despesas operacionais (OPEX) e, sobretudo, os investimentos (CAPEX¹⁴) para o desenvolvimento e exploração na área do pré-sal e para ampliação da capacidade de refino de

¹⁴ CAPEX são as despesas de capital na forma das despesas incorridas com bens físicos e serviços destinados a instalações e equipamentos para a atividade da empresa, tais como sísmica, equipamentos para perfuração de poços; compra de unidades produtivas; sistema de dutos de escoamento, etc.

derivados. Entre 2001 e 2013, a Petrobras expandiu de forma expressiva o seu CAPEX, bem acima da FBCF brasileira (Gráfico 10).

Gráfico 10 – Variação real da FBCF do Brasil e do FBCF da Petrobras (deflacionados pelo deflator implícito da FBCF) (%)

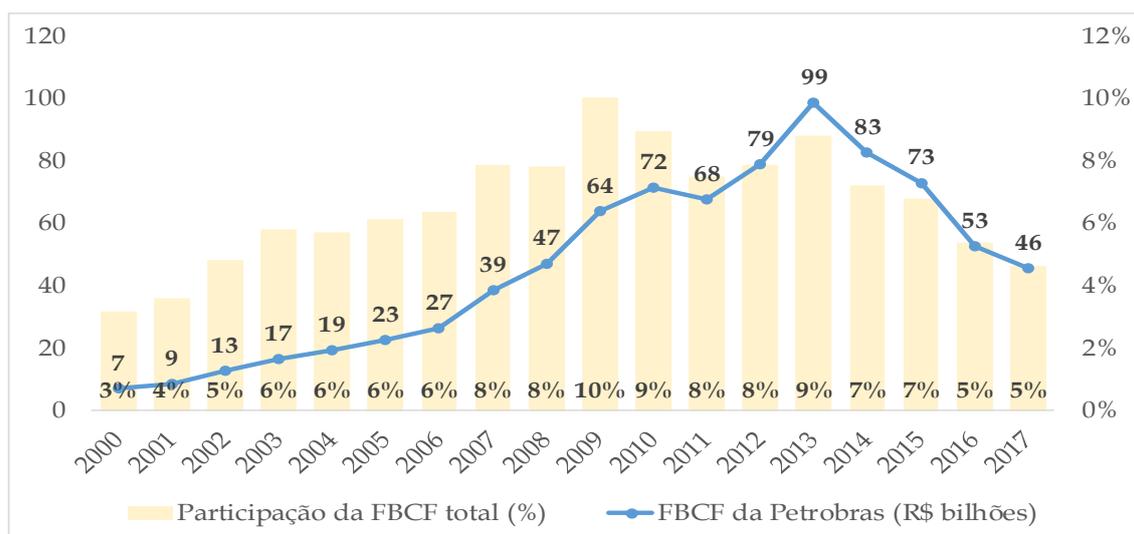


Fonte: IBGE (Diretoria de Pesquisas, Coordenação de Contas Nacionais); Petrobras.

Entre 2000 e 2013, o investimento saltou de um montante de R\$ 7 bilhões para R\$ 99 bilhões. Com isso, a participação do CAPEX da Petrobras em relação à FBCF brasileira passou de 3% para 9% (Gráfico 11). A dinâmica da indústria de petróleo brasileira (desenvolvimento, exploração, produção e refino) refletiu as estratégias (sobretudo as decisões de investimentos) e os resultados da Petrobras nesse período, uma vez que a mesma era operadora única do pré-sal.

No entanto, a partir de 2014 ocorreu uma forte redução dos investimentos da Petrobras em virtude da crise do setor, implicando numa queda de 22,8% em média anual entre 2014 e 2017. Em 2017, a proporção do CAPEX da Petrobras em comparação com investimentos brasileiros caiu para 5%, patamar igual a 2002 (Gráfico 11).

Gráfico 11 – CAPEX da Petrobras (nominal) e relação com a FBCF brasileiro (R\$ bilhões, %)



Fonte: IBGE (Diretoria de Pesquisas, Coordenação de Contas Nacionais); Petrobras.

Com a ampliação dos investimentos, a Petrobras, na década de 2000, volta a ampliar as suas compras do setor de bens de capital nacional em virtude de mudanças em suas diretrizes, da descoberta do pré-sal e de um conjunto de medidas governamentais (Ministério de Minas e Energia e ANP) que tinham como objetivos: i) capacitar e fortalecer as firmas nacionais fornecedoras da Petrobras (Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural/PROMINP criado em 2003), sobretudo no que diz respeito às suas capacidades tecnológicas; e ii) ampliar a indústria de bens de capital brasileira por meio da exigência, a partir de 2003 na quinta rodada, de coeficientes mínimos de conteúdo local¹⁵ (nas etapas de exploração e desenvolvimento) para as aquisições de bens e serviços de fornecedores nacionais (IPEA, 2011; GABRIELLI, 2017; ALMEIDA *et al.*, 2016).

No que diz respeito ao fortalecimento das firmas nacionais fornecedoras da Petrobras, amplo estudo do Ipea (2011) evidenciou expressiva diferença entre os fornecedores da Petrobras e as empresas industriais e de serviços nacionais que não forneciam para a Petrobras. As linhas centrais da pesquisa tiveram como objetivo identificar a relação de fornecimento com a Petrobras e seus impactos diferenciais (maior engajamento com atividades de inovação, retornos crescentes de escala e acesso ao crédito) e de desempenho (maiores níveis de produtividade, maiores de emprego e exportações). Fiesp (2017) reforçou os achados encontrados pelo Ipea, ao afirmar que, entre 2003 e 2013, ocorreu aumento da competitividade do comércio exterior dos fornecedores de máquinas e equipamentos para a indústria de petróleo e gás, pois a relação entre o valor

¹⁵ Antes de 2003, havia compromissos de conteúdo local nas rodadas de licitação como um critério de avaliação sem, no entanto, estabelecer percentuais mínimos (ALMEIDA *et al.*, 2016; GUIMARÃES, 2012).

unitário médio das exportações e das importações desse segmento passou de 0,5 para quase 2,0.

No que tange à questão dos investimentos em P&D, a Petrobras vai dar novo impulso nesse tipo de gastos na década de 2000 em virtude de sua nova estratégia de expansão, do CTPETRO (fundo de ciência e tecnologia) e da cláusula de P&D da ANP, entre outros fatores. Com isso, ampliou-se ainda mais as pesquisas destinadas ao setor de petróleo no Brasil, pois, entre 2008 e 2009, mais de 8.000 pesquisadores das universidades e centros de pesquisas estavam envolvidos em contratos de serviços demandados pela Petrobras. Entre 2012 e 2015, foram concluídas 2.400 dissertações e 1700 teses de doutorado relacionadas a esses recursos da Petrobras. Além disso, a ampliação desse tipo de investimento foi utilizada para a construção de 165 laboratórios de pesquisa e para a reforma de mais 200 laboratórios. Essa rede coordenada pela Petrobras aproximou os segmentos industriais (fornecedores) das universidades e centros públicos (ROCHA, 2015).

Esse tipo de rede criou as condições favoráveis para o desenvolvimento de sistemas nacionais de inovação que têm como objetivo a endogenização tecnológica – elemento fundamental para o desenvolvimento de países periférico. Sem isso, o país consegue no máximo se inserir de forma passiva na concorrência internacional sem conseguir ultrapassar a barreira da renda média. Nesse sentido, é possível afirmar que a Petrobras criou uma das principais experiências brasileiras constitutivas de um sistema nacional de inovações do setor de petróleo e gás e de seus fornecedores. Isso foi de suma importância, uma vez que as principais empresas líderes da industrialização são multinacionais, há muita dificuldade em construir arranjos voltados ao desenvolvimento de tecnologias originais. Nesse sentido, a existência de sistema nacional de inovações nesse segmento pode potencializar o desenvolvimento nacional (ORTIZ; COSTA, 2007).

No que diz respeito ao conteúdo local, é preciso observar que esse tipo de política é adotada de diferentes maneiras e por vários países produtores de petróleo e tem como objetivo apropriar nacionalmente parte da renda petrolífera, que necessariamente declinará ao longo do tempo. Dessa forma, busca ampliar a participação da indústria de transformação e mitigar, em determinadas situações, os riscos da doença holandesa, que podem ocorrer em países com abundância de recursos naturais¹⁶.

¹⁶Há muitas experiências históricas em que a descoberta de recursos naturais em abundância em determinados países não necessariamente representou uma melhora nas condições de vida da população em geral. Esse fenômeno ficou conhecido na literatura sobre o tema de maldição dos recursos naturais. Esse debate ganhou ainda mais destaque, desde os anos 1990, a partir de vários estudos empíricos (SACHS; WARNER, 1995; 1997, entre outros) que mostraram uma associação negativa entre

Nesse sentido, a política de conteúdo local (CL) é um instrumento de política industrial que tem por objetivo adensar as cadeias produtivas, buscando aumentar o valor adicionado das atividades realizadas no país. A exigência de CL garante demanda mínima para a produção de bens e serviços produzidos no país, o que, por um lado, induz o investimento na indústria nacional e, por outro, permite o aprendizado e o aumento das escalas de produção que levam à redução de custos.

Dessa forma, a política de conteúdo local no setor de petróleo e gás adotada no Brasil teve como objetivo induzir a maior participação do setor de bens de capital brasileiro no fornecimento de bens e serviços destinados aos investimentos, buscando gerar mais renda e emprego nacionalmente, bem como mais empregos qualificados e melhor remunerados do que outros setores, e aumentar participação de fornecedores locais, atrelada com a ampliação da capacidade tecnológica dos mesmos (ALMEIDA *et al.*, 2016; GUIMARÃES, 2012; AZEVEDO, 2017).

O dinamismo do setor do petróleo e gás brasileiro se desacelerou em 2014, para em seguida entrar em uma profunda crise no ano seguinte. Esta foi provocada por uma “tempestade perfeita” que articulou, ao mesmo tempo, a forte redução do preço do petróleo, as dificuldades financeiras da Petrobras e a crise reputacional da Petrobras impulsionada pela Operação Lava Jato.

Em 2015, a Petrobras foi acometida por dois choques negativos. O primeiro foi a queda de 47% do preço do petróleo Brent (de US\$ 98,9 barril em 2014 para US\$ 52,4 barril em 2015) que afetou negativamente a geração de caixa da empresa (área de E&P). E o segundo foi a desvalorização cambial de 42% que gerou um aumento da dívida bruta na ordem de R\$ 200 bilhões. Esses choques implicaram, ao mesmo tempo, em perdas de receitas e elevação da dívida (em R\$) num momento em que já havia perdas de receitas, com a política de preços dos derivados, e a elevação do endividamento com a ampliação dos investimentos na E&P no pré-sal e nas refinarias que requerem um elevado montante de recursos financeiros no curto prazo e que somente geram fluxos de caixa no futuro.

especialização/concentração em recursos naturais e crescimento econômico. Dentro do escopo do tema da maldição dos recursos naturais, a teoria da doença holandesa, descrita por Corden e Neary (1982), é a melhor descrição dos possíveis efeitos negativos da abundância de recurso naturais a partir do caso de exploração de gás natural na Holanda, na década de 1970. Eles mostram que, após a expansão da exploração de gás natural na Holanda, ocorreu uma perda de participação do setor industrial daquele país, na década de 1960, em virtude das exportações desse hidrocarboneto que geraram um forte aumento de divisas, provocando uma forte valorização da moeda nacional e, conseqüentemente, reduzindo a competitividade das manufaturas holandesas.

No caso dos investimentos para o E&P, sobretudo no offshore que é o caso do pré-sal, Pinto Jr. *et al.* (2007) explica de forma clara esse hiato temporal entre os fluxos de caixa:

[...] há um período considerável entre o investimento comprometido na exploração e desenvolvimento de novas reservas e o início efetivo da produção, cabendo ressaltar que os custos fixos têm enorme peso na estrutura de custos. Esta condição básica deriva diretamente do alto montante do investimento comprometido para iniciar a produção dos campos e do relativamente baixo nível de dispêndio operacional requerido para sustentar a atividade mineral (PINTO JR. *et al.*, 2007, p.58).

É preciso destacar que a Petrobras, entre 2011 e 2014, adotou uma política de preços de derivados com elevada defasagem entre os preços internos e internacionais (sobretudo gasolina e diesel) que, em certa medida, manteve o controle inflacionário, mas significou a perda de receitas. Como naquele momento a economia estava crescendo e as refinarias estavam com quase plena utilização, a Petrobras teve que importar elevados volumes de derivados para garantir o abastecimento no mercado interno. Isso implicou em expressivos prejuízos com derivados que vendidos abaixo do seu preço de compra, provocando resultados negativos na geração de caixa da área de abastecimento da Petrobras.

Esse dilema enfrentado, à época, pela Petrobras entre escolhas macroeconômicas (o controle da inflação) e microeconômicas (acumulação interna de capital) é típico do setor produtivo estatal que possui dupla função. Contudo, a questão foi que naquele caso específico as perdas de receitas nos segmentos de derivados assumiram um patamar elevado quando a Petrobras estava realizando enormes investimentos que requeriam uma maior necessidade de autofinanciamento (lucro retido) e de capital de terceiros (endividamento). Com a redução nas receitas, fez-se necessário ampliar o financiamento de capital de terceiros (endividamento). Com essa trajetória descrita das receitas, dos investimentos e da dívida, os dois choques negativos de 2015 (câmbio e queda do Brent) ganharam ainda mais amplitude.

Além disso, completando a “tempestade perfeita”, o setor ainda atravessou uma crise reputacional da Petrobras provocada pela Operação Lava Jato que implicou em ajustes de governança, redução de sua capacidade decisória e também prejuízos para seus fornecedores que passaram por recuperações judiciais e falência. Entre os resultados, destaca-se a ampliação do tempo de execução dos projetos de investimento, em virtude dos impactos sobre os fornecedores nacionais da Petrobras.

É evidente que a corrupção deve ser combatida e a Operação Lava Jato desmontou e revelou esquemas de corrupção entre empresários fornecedores, alguns altos dirigentes da empresa e políticos. No entanto, a operação o fez de maneira equivocada ao criminalizar qualquer tipo de relação entre o privado e o público e ao demorar em realizar os acordos de leniência com as empresas envolvidas nos atos ilícitos, implicando inclusive na falência de algumas delas. Com isso, a forma como a Lava Jato combateu a corrupção funcionou como um mecanismo de desestruturação de empresas e de suas cadeias produtivas, sobretudo no segmento de petróleo e gás, gerando uma autodestruição das bases produtivas, econômicas e sociais necessárias a qualquer projeto de desenvolvimento.

Com essa crise no setor de petróleo e gás, a Petrobras, ainda na gestão Bendine em 2015, adotou a estratégia de desalavancagem para lidar com os desafios financeiros agravados pelos dois choques negativos de 2015. Essa opção conjuntural de saída da crise tornou-se uma estratégia estrutural da Petrobras, após o golpe parlamentar 2016, que dura até hoje, articulando a concentração de atividades de E&P, a venda de ativos, a redução dos investimentos e uma política de preços de derivados em paridade com preço internacional (PPI). O nacionalismo energético, atrelado ao projeto de desenvolvimento brasileiro, fora interrompido.

4.2 Interrupção do nacionalismo energético, mudanças regulatórias e fatiamento da Petrobras

Após o golpe parlamentar de 2016, o setor de petróleo e gás sofreu uma profunda transformação, tanto no que diz respeito aos marcos regulatórios do setor como no que tange às estratégias da Petrobras, refletindo a interrupção do nacionalismo energético em curso desde 2003. As principais mudanças regulatórias, pós-2016, foram:

- (i) Retirada da Petrobras como operadora única do pré-sal;
- (ii) Forte redução da exigência do conteúdo local (que caiu de 55% no leilão de Libra em 2013 para 35% nos últimos leilões), inclusive para o excedente da concessão onerosa;
- (iii) Ampliação dos incentivos do Repetro (regime aduaneiro especial para a importação de bens de capital direcionados a exploração e produção);
- (iv) Estabelecimento de um cronograma acelerado de leilões do petróleo do pré e do pós-sal.

Esse conjunto de medidas reduziu a capacidade de controle estatal da indústria de petróleo e reduziu os instrumentos de políticas de *spillovers* e de encadeamento produtivo. Essas medidas foram adotadas para atrair petroleiras estrangeiras para investirem no pré-sal, sob o argumento de que era necessário reduzir o custo de produção/*break-even* dos projetos do pré-sal (preço mínimo do barril que é economicamente viável à produção), pois a queda do preço do petróleo (Brent) em 2016 (que passou de 99 dólares em 2014 para 43,5 dólares em 2016) tornaria inviável a exploração dessa nova fronteira.

Tendo em vista o grande montante de recursos e o tempo de duração que requerem os investimentos no setor de petróleo, há necessidade constante de incorporar novas descobertas para manter o fluxo de produção. Com isso, a lógica dos investimentos não segue apenas uma dimensão microeconômica, mas incorpora também uma geoestratégia próxima a uma lógica militar, buscando controlar as suas reservas e seus competidores.

Nesse sentido, o argumento de que a exploração do pré-sal estava em risco (ou era inviável) com uma baixa cíclica do preço do Brent era falacioso. Essa abordagem, na contramão dos interesses nacionais, desfrutou de forte apoio dos meios de comunicação e do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP), que tem as principais petroleiras internacionais como associadas.

Mesmo depois da recuperação do preço do petróleo em 2017 e da queda dos custos de produção/*break-even*, os incentivos para as petroleiras internacionais foram mantidos. Dado o mais recente preço (Brent), além dos custos de produção do pré-sal, associado ao papel estratégico do petróleo no contexto geopolítico mundial, é possível afirmar que investimentos viriam, independentemente dos incentivos que beneficiaram as petroleiras estrangeiras.

Além da questão da viabilidade econômica, outro ponto muito debatido entre os especialistas da economia da energia diz respeito à velocidade de exploração do pré-sal e, conseqüentemente, do cronograma de leilões que foi acelerado após 2016. Muitos analistas, assim como o IBP, defendem essa estratégia, pois acreditam que ocorrerá a partir de 2030 uma redução contínua da demanda de petróleo (*peak oil demand*) em virtude do crescimento de energias alternativas para o transporte automotivo (expansão do carro elétrico). Com isso, os preços do petróleo apresentariam uma tendência de queda, reduzindo a capacidade de geração de excedente nos projetos do pré-sal. Ou seja, quanto mais rápido explorar, maiores seriam os ganhos. E como a Petrobras não tem capacidade financeira para explorar o pré-sal de forma acelerada, a melhor opção econômica seria incentivar a entrada de petroleiras estrangeiras.

É evidente que a utilização de fontes alternativas no transporte automotivo pode alterar o consumo do petróleo num determinado momento do tempo, dada uma determinada trajetória tecnológica, economia e institucional/política. A previsão de um *peak oil demand* para 2030 é, porém, um cenário pouco provável. Documento da BP (“Peak oil demand and long-run oil prices” de 2018) afirmou que: i) caso a demanda de petróleo atinja um pico, é incerto prever quando isso poderá ocorrer, dadas as suposições dos cenários de previsão; e ii) mesmo que a demanda de petróleo alcance esse pico, o mundo continuará consumindo grandes quantidades de petróleo. Ou seja, o petróleo continuará por um bom tempo como importante recurso estratégico.

Nesse sentido, a teoria do *peak oil demand* para 2030 tem sido utilizada no Brasil como instrumento político para legitimar a ampliação da apropriação dos excedentes do pré-sal pelas petroleiras estrangeiras. Somente no Brasil, sob profunda crise institucional, a teoria do *peak oil demand* consegue dar legitimidade para que as petroleiras internacionais possam obter uma projeção de excedentes econômicos tão elevados. Dado o grande potencial atrativo dos leilões do pré-sal (custo de exploração decrescente e elevada taxa de sucesso exploratório), as mudanças regulatórias adotadas após 2016 significaram a cessão de enormes massas de excedente para as empresas petroleiras internacionais em detrimento da redução dos ganhos para o Estado, que poderia usar esses recursos para obtenção de avanços tecnológico, industrial e social.

Em suma, a ampliação das petroleiras estrangeiras na exploração do pré-sal está muito mais associada à pressão por elas exercida em suas buscas por um maior excedente petrolífero, do que uma decorrência dos elevados custos, provenientes dos tributos que incidem sobre o setor e da obrigatoriedade do conteúdo local, que inviabilizariam a extração do petróleo no pré-sal.

Por outro lado, a redução do conteúdo local, que foi usada como estímulo para as empresas estrangeiras, irá gerar enormes perdas futuras no emprego e na renda, pois isso aumenta o vazamento de renda para o exterior com o aumento das importações de bens de capital e de seus insumos (bens e serviços) destinados a esse tipo de produção, que já não eram baixas para os projetos do pré-sal a partir 2013 (Partilha 1 – Libra).

Com a redução do conteúdo local mínimo a partir de 2017 (Partilhas 2, 3, 4 e 4), segundo estimativas do INEEP/FUP, para cada R\$ 1 bilhão investido pela Petrobras no E&P, descontado os impostos indiretos, R\$ 0,57 bilhão deverão vazar nos novos projetos do pré-sal, aumentando ainda mais a geração de emprego e renda nos países fornecedores (Malásia, China, Cingapura, etc.) de bens de capital e de seus insumos.

Em associação a questão regulatória, desde 2016 (gestão Pedro Parente no governo Temer) até hoje (gestão Castelo Branco no governo Bolsonaro), a Petrobras passou a adotar profundas mudanças nos seus eixos estratégicos: tanto ao concentrar suas atividades na produção e exploração de petróleo e gás natural em águas profundas (pré-sal), em detrimento de outras áreas da cadeia de energia (*midstream* e *downstream*); quanto ao reduzir de forma acelerada o seu nível de endividamento por meio do desinvestimento e da venda de ativos, realizando assim um processo de desverticalização. Cabe destacar que um dos instrumentos relevantes dessa estratégia foi a implementação, em 14 de outubro de 2016, de uma nova política de preços dos derivados¹⁷ praticada nas refinarias da Petrobras.

Nesse sentido, há uma clara estratégia da empresa de especialização produtiva (desverticalização), provocando o direcionamento no sentido da ampliação das exportações de petróleo cru para o mercado internacional. Isso necessariamente aumenta a exposição da Petrobras a variáveis que ela não controla (taxa de câmbio, preço do petróleo e demanda externa de óleo), aumentando riscos e reduzindo a agregação de valor local da cadeia de petróleo e gás brasileira.

Esse tipo de estratégia pode trazer lucros no curto prazo, mas não leva em conta as características cíclicas e a estrutura de mercado desse setor, marcado por elevadas amplitudes dos preços do petróleo, conforme destacado anteriormente. Essa estratégia implica, por um lado, na redução de capacidade da Petrobras de estimular a geração de renda, emprego e desenvolvimento tecnológico (investimento em P&D) brasileiro por meio de seus investimentos e, por outro, provoca a elevação dos preços dos combustíveis com paridade com o preço internacional (PPI).

No caso do investimento em P&D da Petrobras, ocorreu em 2017 uma redução de 60% na comparação com 2016. Cabe destacar ainda que nos últimos anos foram desarticuladas diversas redes de integração entre empresas, institutos de pesquisa, universidades e o CENPES (Centro de Pesquisa e Desenvolvimento Petrobras). Já no que se refere à política de preços dos derivados, a Petrobras passou a exercer o seu poder de mercado – condição de quase monopolista – por meio da prática de preços monopolistas nas refinarias, buscando maximizar os lucros e os rendimentos para os seus acionistas em detrimento dos consumidores.

¹⁷ Essa nova política de preços da Petrobras para gasolina e diesel, que vigora até hoje, tem como eixos: a paridade com mercado internacional (PPI) que é formado pelas cotações internacionais dos derivados incluindo os custos com frete de navios, com transportes externos e com taxas portuárias; e uma margem destinada a remunerar os riscos inerentes à operação (como volatilidade do câmbio e dos preços) e ao lucro. Naquele momento, a nova política de preços da Petrobras previa revisões de preços (manutenção, redução ou aumento) pelo menos uma vez por mês.

Na verdade, foi somente com a sua nova política de preços que a Petrobras passou a praticar preços monopolistas privados, aproveitando-se do seu poder de mercado, para estabelecer os preços regulados pela PPI e por uma margem destinada a remunerar os riscos e ao lucro (RESENDE, 2018a). Por outro lado, há poucas evidências de que essa política de preços, associada à entrada de novos agentes no mercado de refino (pela via das importações e da venda das refinarias da Petrobras), irá provocar a redução dos preços dos combustíveis para os consumidores.

A despeito disso, a atual gestão da empresa, sob a presidência do Castelo Branco, acelera na linha da especialização na exploração e produção no pré-sal. Desde o início desse governo, de 2019 até fevereiro de 2020, já foram vendidos ativos no valor de R\$ 70,3 bilhões em virtude da privatização de suas empresas subsidiárias (BR distribuidora, TAG, Liquegás, Belém Bioenergia, entre outras) e das vendas de campos de produção de petróleo e gás (Enchova e Pampo; Tartaruga Verde, Pargo, entre outros). O governo Bolsonaro pretende avançar muito mais no processo de privatização da Petrobras com a venda de oito de suas refinarias (RNEST, RLAM, REPAR, REFAP, REGAP, REMAN, LUBNOR e SIX), cerca de 50% do seu parque de refino.

O discurso do governo, das agências reguladoras e dos atuais dirigentes da Petrobras é de que essas privatizações (i) aumentariam a competição/concorrência no mercado de combustíveis, pois viabilizariam a entrada de novos agentes no refino; (ii) ampliariam os investimentos; e (iii) proporcionariam a queda dos preços dos derivados de petróleo para os consumidores. Os órgãos regulatórios (ANP e CADE - Conselho Administrativo de Defesa Econômica), assim como o Ministério de Minas e Energia (MME), partem da ideia de que necessariamente uma menor concentração da estrutura de mercado de refino nacional proporcionará uma redução dos preços, com base em estudos empíricos do mercado de derivados dos Estados Unidos (CADE, 2018)¹⁸.

Por outro lado, em estudo recente sobre o mercado de refino da Europa, Zirgulis, Petručionis e Huettinger (2016) concluíram que “dividir a indústria em players menores para incentivar mais concorrência pode levar a preços mais altos para os consumidores”, pois grandes empresas podem ser mais eficientes do que as pequenas em virtude das economias de escala da indústria de refino.

Além disso, é preciso levar em conta as especificidades da estrutura de mercado do refino brasileiro, haja vista que as refinarias (e infraestruturas logísticas) da Petrobras foram localizadas com o objetivo de minimizar o custo de

¹⁸ CADE. Nota Técnica Nº 37/2018/DEE/CADE sobre o setor de Combustíveis, 2018 Disponível em: https://www.lefosse.com/Nota_Tecnica_37_DEE_Refino_PUBLICA_ok2.pdf

investimento, evitando despesas redundantes. Com isso, os mercados relevantes, de boa parte, das refinarias são regionais e, sim, podem ser considerados como um monopólio natural de fato. Isso ficou evidente em estudo coordenado pela PUC-Rio (denominado “Competitividade no mercado de gasolina e diesel no Brasil: uma nova era?”) que apontou a elevada probabilidade de estabelecimento de monopólio regional pelas refinarias privatizadas.

Nesse sentido, essas refinarias privatizadas tenderão a estabelecer preços de monopólios. Com isso, os preços para o consumidor final tendem a aumentar. Para conter isso, a ANP teria que ter estabelecido marcos regulatórios claros. No entanto, o regulador não tem a mínima ideia dos efeitos da privatização das refinarias sobre os preços para o consumidor e sobre a coordenação do abastecimento. Isso fica evidenciado por essa fala, no dia 24 de junho, publicada no Valor, da superintendente adjunta de Fiscalização do Abastecimento da ANP, Patrícia Huguenin Baran:

Todo arcabouço regulatório foi construído numa estrutura em que a Petrobras tinha um papel predominante. Agora o que se tem é um desafio de um novo cenário que rompe essa estrutura. [...] Então, a estrutura está dada, mas o contexto é diferente. Fica realmente meio engessado. Você quer chegar num ponto, mas não tem ainda o caminho feito.

Esse é um exemplo que está acontecendo no setor de petróleo e gás, mas pode ser generalizado para outros setores, como o elétrico (proposta de privatização da Eletrobras) – conforme será apresentado na seção seguinte. Não há nenhuma discussão a respeito dos impactos econômicos e sociais das privatizações, nem muito mesmo a tentativa pelos reguladores de construir marcos regulatórios para criação de mercados competitivos, como havia na década de 1990.

5. O modelo elétrico brasileiro no século XXI: a crise estrutural

O Estado brasileiro, a partir de 1930, forjou o seu modelo elétrico a partir das necessidades do projeto de modernização do século XX, pautado na industrialização e na urbanização. Para avançar no projeto industrializante se fazia necessário construir um modelo de operação e expansão do setor que possibilitasse a oferta abundante e barata de energia elétrica para a indústria de transformação nascente.

Os pilares essenciais que deram sustentáculo ao modelo elétrico brasileiro – que obteve expressivo sucesso entre 1930 e 1989 – foram a energia hidráulica, os reservatórios e a forte capacidade de coordenação e planejamento governamental do setor. Nessa trajetória, o Código das Águas, teve papel importante inicialmente,

passando pela expansão do modelo com a criação da Eletrobras, em 1962, até a consolidação do modelo com a entrada em operação da hidroelétrica de Itaipu, em 1983 (PINTO JR. *et al.*, 2007; BICALHO, 2012 e 2019).

As grandes hidrelétricas, como Paulo Afonso, Furnas, Itaipu, Xingó, Belo Monte, etc., foram um dos pilares de sustentação do modelo elétrico brasileiro, permitindo expressiva exploração dos recursos hídricos brasileiros por meio: i) da construção de “reservatórios pra fazer face à intermitência das chuvas, de tal forma a regularizar os fluxos de geração hidrelétrica”; ii) da coordenação da “gestão dos reservatórios presentes em um mesmo rio ou bacia, de tal forma a aproveitar ao máximo o seu potencial”; e iii) do aproveitamento “da diversidade hidrológica existente entre as diversas bacias e regiões para explorar ao máximo a capacidade dos reservatórios, regularizando em uma escala quase continental o estocástico regime pluviométrico” (BICALHO, 2014, p.1).

A centralização, no governo federal, da coordenação e do planejamento do setor, que foi um dos pilares do setor elétrico brasileiro, permitiu ao Estado brasileiro reunir recursos de poder que possibilitaram o êxito do modelo. A criação da Eletrobras jogou papel expressivo nesse processo ao “abarcando não apenas a dimensão institucional clássica da construção da convergência dos planos e ações do conjunto de todos agentes do setor, como também a dimensão empresarial da convergência dos planos e ações do conjunto de empresas públicas federais regionais, responsáveis, de fato, pela expansão pesada da geração e da transmissão” (BICALHO, 2012, p. 1.).

O modelo tradicional elétrico brasileiro sofreu profundas transformações com o avanço do neoliberalismo no Brasil nos anos 1990. Privatização, desregulamentação e competição passaram a ser utilizados como mantras no setor, que foi redefinido pelas reformas liberalizantes.

5.1 Setor elétrico brasileiro: reformas pró-mercado dos anos 1990, crise do “apagão de 2001” e retomada acanhada da coordenação governamental na década de 2000

A onda neoliberal avançou sobre o Brasil, na década de 1990, e revolveu as estruturas do setor elétrico brasileiro. A transposição do programa de privatizações do setor elétrico no Reino Unido, dos anos 1980-90, foi o caminho adotado para as reformas do setor elétrico brasileiro. Assumiu-se a ideia neoliberal de que as reformas pró-mercado promoveriam o aumento da competição no mercado elétrico brasileiro, estimulando os investimentos e aumentando eficiência econômica. Com isso, os consumidores conseguiriam adquirir serviços com

melhor qualidade e menores preços. O Estado, por meio do regulador, deveria criar mercados competitivos e estimular e introduzir a concorrência.

A reforma do setor teve início em 1993 com a Lei nº 8.631, que estabeleceu a eliminação tanto da tarifa única de energia elétrica como da obrigatoriedade de contratos de suprimento de energia entre geradores e distribuidores. Esse foi o primeiro passo da reforma, que ganhou corpo, entre 1996 e 1998, com a configuração do Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico (NMISE) (Quadro 1) (PINTO JR. *et al.*, 2007; ESPOSITO, 2011; BENEDITO; PINTO, 2012).

Quadro 1 – Leis que estabelecem os parâmetros das reformas da década de 1990

1993	Lei nº 8.631	Fixação dos níveis das tarifas de energia elétrica e extinção do regime de remuneração garantida
1995	Lei nº 8.987	Concessão de Serviços Públicos
	Lei nº 9.074	Concessão de Serviços de Energia Elétrica
1996	Lei nº 9.427	Criação da ANEEL
1997	Lei nº 9.433	Criação da Política Nacional de Recursos Hídricos
	Lei nº 9.478	Criação do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional do Petróleo (ANP)
1998	Lei nº 9.648	Criação do ONS

Uma das primeiras alterações implementadas pelo NMISE foi a segregação das atividades relacionadas à geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia, antes operadas exclusivamente pela Eletrobras. Com isso, foram sendo definidos a nova estrutura do mercado e o grau de integração vertical das empresas que atuavam no setor elétrico. Além disso, outra importante mudança regulatória foi a criação do chamado “mercado de energia”, onde empresas do setor elétrico e grandes consumidores poderiam negociar seus contratos de energia, sob fiscalização do regulador estatal (PINTO JR. *et al.*, 2007; ESPOSITO, 2011; BENEDITO; PINTO, 2012).

Dentre as várias mudanças implementadas no setor, Pinto Jr. *et al.* (2007), Esposito (2011) e Benedito e Pinto (2012) destacam a configuração do(a):

- (i) Mercado Live Atacadista (MAE), que foi posteriormente denominado Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que é o espaço institucional onde são negociados os contratos de compra e venda de energia elétrica e a contabilização e liquidação financeira da negociação desses contratos. As tarifas de energia elétrica para os consumidores cativos permaneceram reguladas pelo Estado, ao passo que os grandes consumidores

passaram comprar energia elétrica dos fornecedores ao preço de mercado;

- (ii) Operador Nacional de Sistema (ONS), entidade de direito privado, sem fins lucrativos, que tem como objetivo administrar a rede básica de fornecimento de energia, bem como regular a capacidade de geração das usinas hidrelétricas. E quando necessário despachar para usinas térmicas em situações de redução do nível de água dos reservatórios. Essa função de coordenação e expansão do setor elétrico era realizada pela Eletrobras. Cabe observar ainda que o ONS, por meio de mecanismos de preços e transferência de recursos, distribui o risco hidrológico – que elevava os custos de produção com o acionamento das térmicas – de forma mais igualitária por todos os agentes do sistema;
- (iii) Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que passou a funcionar como o regulador estatal que tem os seguintes objetivos: regulação e fiscalização das atividades relacionadas ao setor elétrico, envolvendo a gestão tarifária, a formulação de normas e instruções e mediação de potenciais conflitos entre empresas fornecedoras e consumidores de energia elétrica.

Essas foram as três instâncias (MAE, ONS e ANELL) que tiveram papel central no modelo do setor implementado na década de 1990. Tanto o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)¹⁹ como o Comitê de Coordenador do Planejamento da Expansão (CCPE)²⁰, instituições de monitoramento e planejamento indicativo, tiveram papel secundário nas reformas na década de 1990, em virtude da demora de realmente saírem do papel e atuarem de forma efetiva. Na verdade, “havia uma percepção de que o monitoramento e o planejamento indicativo eram, de fato, funções secundárias, visto que caberia ao mercado o papel de coordenação mais relevante”. Com isso, isso “as redes de segurança necessárias para garantir o suprimento, caso alguma coisa desse errado, não foram construídas” (PINTO JR. *et al.*, 2007, p. 222).

A reformas foram implementadas sem obedecer a uma sequência ideal de etapas, conforme foi realizado nas reformas do setor elétrico de outros países, em especial do Reino Unido. Isso criou as condições para a elevação dos preços e a

¹⁹ O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) era a instância de participação que engloba diferentes setores da sociedade, como acadêmicos, técnicos do governo e representantes da indústria e dos consumidores, e que busca estabelecer um debate permanente em torno de questões relacionadas à operação e expansão futura do parque energético nacional.

²⁰ O Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão (CCPE) tinha como função realizar o planejamento para o setor no médio e longo prazo.

falta de suprimento, em função da queda nos investimentos – num contexto de “reformas não acabadas” –, sem que tivessem sido construídas as redes de segurança do setor elétrico²¹. O resultado disso foi a crise do “apagão de 2001” (ESPOSITO, 2011; BENEDITO; PINTO, 2012; PINTO JR. *et al.*, 2007).

O racionamento elétrico de 2001 e 2002 ligou o alerta a respeito dos problemas gerados pelas reformas pró-mercado e seus efeitos para a segurança de abastecimento. Com isso, foi proposta uma nova reforma do setor elétrico, sob o governo Lula, sendo a reforma da reforma, que foi estruturada pelo Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico. Em 2004, um novo modelo foi inaugurado por meio das Leis nº 10.847 e 10.848 e do Decreto nº 5.163 (Quadro 2), quando o Estado reassume a responsabilidade de ser o principal agente coordenador dos investimentos do setor elétrico brasileiro (ESPOSITO, 2011; BENEDITO; PINTO, 2012)

QUADRO 2 – Leis que estabelecem os parâmetros das reformas da década 2000

2002	Lei nº 10.433	Criação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE)
	Lei nº 10.438	Define a expansão da oferta, a recomposição tarifária extraordinária (RTE), a tarifa para baixa renda e a universalização dos serviços
	Lei nº 10.604	Define os princípios regentes das tarifas para baixa renda
2003	Lei nº 10.762	Define o Programa Emergencial de Redução de Consumo de Energia Elétrica
2004	Lei nº 10.847	Cria a Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
	Lei nº 10.848	Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, constituindo o Novo Marco Regulatório do setor elétrico e cria a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)
2009	Lei nº 12.111	Dispõe sobre os serviços de energia elétrica nos Sistemas Isolados
2010	Lei nº 12.212	Dispõe sobre a tarifa social de energia elétrica

Dentre as várias mudanças no setor pode-se destacar:

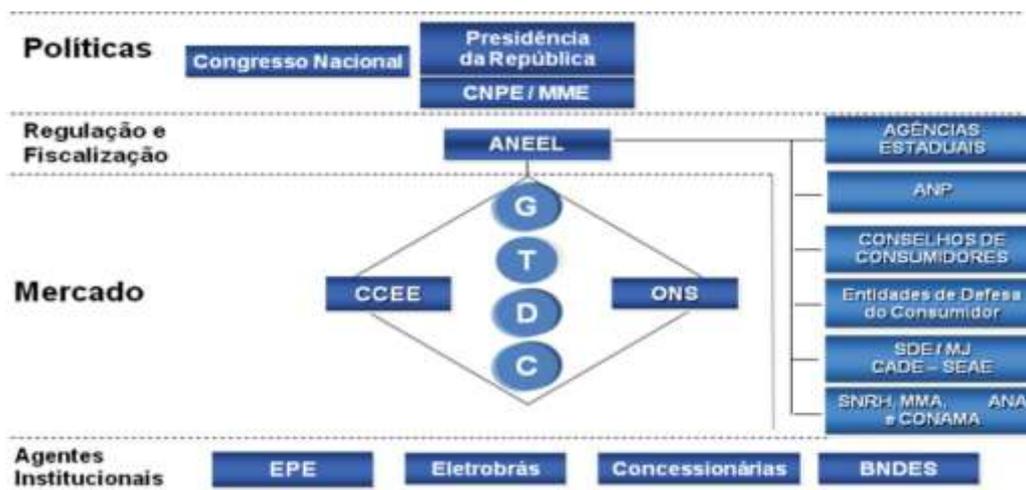
²¹ Isso aconteceu em virtude da “perda de coordenação dos investimentos do setor, que deixou de ser exercido pelo Sistema Eletrobrás, sem ser assumida por alguma instituição de governo nem suficientemente coordenada por sinais de mercado” (ESPOSITO, 2011, p. 241).

- (i) A retomada do planejamento governamental, mesmo que de forma acanhada, no que diz respeito aos investimentos, com a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), estatal subordinada ao Ministério de Minas e Energia (MME);
- (ii) A criação de dois ambientes de negócios e de contratos, a saber: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), onde são realizadas as operações de compra e venda entre as distribuidoras, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), onde são realizadas as compras e vendas de energia livremente negociadas;
- (iii) a segurança de abastecimento com o estabelecimento de um lastro físico de geração;
- (iv) a estruturação de leilões para a contratação de novos projetos de geração de energia (PINTO JR. *et al.*, 2007).

Uma vez que, no âmbito do Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico, o planejamento energético se encontra a cargo do MME, foi instituída em 2004 a EPE para auxiliá-lo nesta tarefa por meio de estudos técnicos relativos à evolução do setor no curto e no médio prazo. Nesse sentido, a EPE não apenas constrói modelos e projeções para o comportamento da oferta e da demanda de energia no tempo, mas também se incumbem de avaliar o impacto de novas tecnologias aplicadas à geração elétrica (a exemplo de combustíveis fósseis e fontes renováveis), bem como de realizar estudos visando aumentar a eficiência energética no país (BENEDITO; PINTO, 2012).

As reformas do setor elétrico das décadas de 1990 e 2000 moldaram a estrutura institucional do setor, com a criação de instituições como a ANEEL, o ONS, o CNPE e a EPE, da CCEE e do CMSE. A Figura 1, abaixo, apresenta, de forma simplificada, as relações hierárquicas das instâncias do setor.

Figura 1 – Estrutura institucional do setor elétrico brasileiro



Fonte: ANEEL.

Para Bicalho (2019), a reforma, pró-mercado, da década de 1990, fragilizou um dos pilares do modelo elétrico tradicional: a forte coordenação do sistema. Com a privatização e introdução da competição nos mercados elétricos ocorreu uma fragmentação do setor, tanto no que diz respeito aos agentes com aos interesses e organizações do setor. Isso desestruturou a base institucional da coordenação e do planejamento indicativo setorial.

Nem mesmo a retomada da relevância das instâncias de planejamento, na década de 2000, significou o retorno mais amplo da capacidade de planejamento governamental. Pois, a nova reforma do setor elétrico da década de 2000 (“a reforma da reforma”) partiu do suposto que o problema maior da reforma anterior seria fruto de problemas de implementação de gestão. Os ajustes realizados no modelo do setor, por meio da retomada acanhada do planejamento, não levaram em conta os problemas estruturais do modelo tradicional elétrico brasileiro, atrelados às dificuldades de coordenação e planejamento do setor, à redução do potencial hidráulico e às restrições para a expansão dos reservatórios.

5.1 MP 579 e setor elétrico brasileiro na década de 2010: a crise estrutural se explicita²²

Entre 2000 e 2011, o preço da eletricidade industrial saltou de US\$ 83 por bep para US\$ 297,2 por bep (Gráfico 12), sendo um crescimento de real de 258%. Não por acaso, à época, essa forte expansão dos preços fora apontada como uma das causas da perda de competitividade da indústria de transformação nacional, que àquela altura contribuía com apenas 15% da PIB, uma das menores participações históricas (Gráfico 1).

²² Essa subseção está fundamentalmente baseada em Bicalho (2014; 2018).

Diante de tal situação, o governo Dilma Rousseff editou a Medida Provisória nº 579, em 11 de setembro de 2012, convertida em Lei n.º 12.783, que tinha como objetivo reduzir a tarifa da energia elétrica para o consumidor, sobretudo o industrial, por meio da redução de encargos e dos custos da indústria de energia elétrica. Essa redução dos custos decorreria da proposta do governo de renovação antecipada das concessões de usinas hidroelétricas e de linhas de transmissão, que venceriam entre 2015 e 2017, por meio de um Regime de Cotas. Esta medida transferiu o risco hidrológico do setor para as empresas de distribuição²³ (CASTRO *et al.*, 2013; WAGA, 2017).

Apesar da redução tarifária em 2013, a MP nº 579 não alcançou os objetivos propostos de redução do preço de energia elétrica no médio prazo e ainda provocou dificuldades financeiras para diversas empresas, especialmente as distribuidoras. Isso aconteceu em virtude do fraco regime de chuvas que provocou a necessidade de acionamento de usinas termelétricas que possuem maiores custos de produção da energia elétrica (CASTRO *et al.*, 2013).

Muitos analistas atribuíram as falhas da MP 579 à maior intervenção direta do governo no setor elétrico ou ao desenho equivocado desse instrumento de política energética. Outros atribuíram as falhas da MP aos desígnios de São Pedro (diminuição do regime pluviométrico). Contudo, nem apenas erro de implementação da política, muito menos os desígnios do regime pluviométrico, explicam os elevados impactos negativos da MP 579. O argumento que defenderemos aqui é que ocorreu uma falha no diagnóstico dos problemas estruturais do setor elétrico brasileiro, conforme apresentado em Bicalho (2014; 2018).

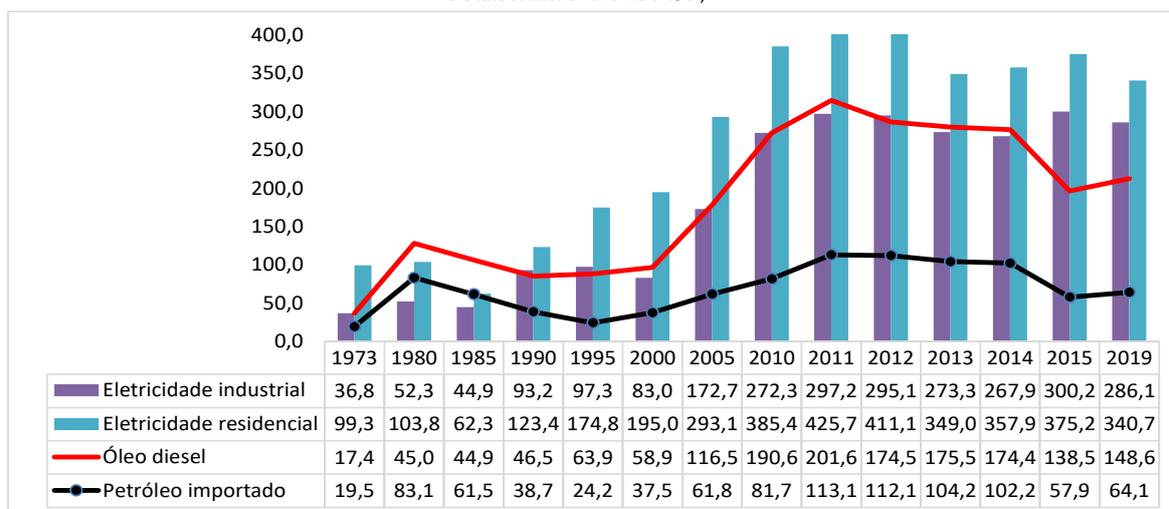
Desde a crise do racionamento em 2001, vem aumentando a capacidade instalada da geração elétrica (Gráfico 7) de usinas térmicas e um maior acionamento dessas, em virtude do aumento do risco hidrológico. Isso é fruto da dificuldade de expansão da capacidade máxima de armazenamento dos reservatórios (redução do potencial hidráulico nacional e da construção hidrelétricas sem reservatórios) que funcionavam como *back-up* quando ocorressem menores níveis pluviométricos. Nas palavras de Bicalho (2014, p. 1), “o seguro para a variabilidade do regime pluviométrico”, do modelo elétrico brasileiro, até 2001, “não estava nas térmicas, mas na água que se encontrava nos reservatórios; para ser exato, na água que se encontrava no conjunto dos reservatórios, cada vez mais integrados na medida em que a interconexão do sistema avançava. Água cobrindo água. A água dos reservatórios cobrindo a água das chuvas”.

²³ Para uma descrição detalhada dos elementos da medida provisória, ver Castro *et al.* (2013) e Waga (2017).

Esse foi um dos pilares – o aproveitamento do potencial hidrelétrico, materializando capacidade nos reservatórios – da operação e expansão do setor elétrico brasileiro até 2001. A partir de 2001, esse pilar começou a apresentar rachaduras estruturais pelo desgaste da fadiga de material. Ou seja, as usinas térmicas começaram, efetivamente, a funcionar como *backup* do sistema elétrico brasileiro. Para isso, fez-se necessário o contínuo aumento da capacidade instalada de geração elétrica dessa fonte, implicando no aumento de sua participação em relação à capacidade total de geração (14% em 2000; 26% em 2010; 28% em 2015).

Quando os níveis pluviométricos caem, afetando os níveis dos reservatórios, o operador do sistema (Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS), realizava o despacho para as térmicas. A questão problemática dessa nova situação é que a energia elétrica produzida a partir dessa configuração aumentou de preço. Isso fica evidente no Gráfico 12, a seguir, que mostra a evolução dos preços das fontes de energia por dólar/bep (US\$ de 2010).

Gráfico 12 – Preços correntes de fontes de energia (1973-2019; US\$/bep; dólar constante de 2010)



Fonte: EPE (Balanço Energético) (2020).

Nesse sentido, Bicalho (2018) afirmou que o modelo tradicional de operação e expansão do setor elétrico brasileiro, baseado na exploração do nosso generoso potencial hidrelétrico, se esgotou. Nesse modelo, os reservatórios tinham um papel central na regularização das vazões dos rios e, conseqüentemente, na redução da exposição ao risco hidrológico. Com as restrições técnicas, ambientais, sociais e políticas para a construção de novos reservatórios, a exposição cresce ao risco hidrológico, o qual passou a afetar de forma estrutural o setor elétrico brasileiro (BICALHO, 2018).

Além da questão da dificuldade de expansão dos reservatórios, a deterioração do modelo tradicional se acelera em decorrência da perda de capacidade de coordenação do sistema, com a fragmentação institucional iniciada nas reformas dos anos 1990; e do aumento do peso da intermitência na geração, fruto da elevação da participação das fontes renováveis eólica e solar (BICALHO, 2018). Nas palavras de Bicalho (2014):

[...] transformações profundas estão em curso justamente na base de sustentação do nosso modelo histórico de operação e expansão do setor elétrico. Aqui, não se trata de eventos conjunturais e superficiais, simples problemas de gestão, mas de fenômenos profundos que atingem a fundação do modelo e sua estruturação. [...] No centro dessas mudanças encontram-se justamente os nossos reservatórios. Em particular, a sua capacidade de regularização, por conseguinte, a sua capacidade de fazer a ponte entre o potencial hidráulico e a garantia do suprimento e a modicidade tarifária. O sistema elétrico brasileiro é, em princípio, um sistema hidrotérmico. Um sistema no qual, quando há escassez de chuvas, as centrais térmicas entram cobrindo as hidrelétricas de maneira a regularizar o fluxo elétrico. Nesse caso, as térmicas são o nosso seguro, o nosso *hedge*, o recurso final a garantir a eletricidade que precisamos na quantidade, no momento e no local que precisamos. Contudo, cabe salientar que essa “hidrotermicidade” tem se alterado profundamente ao longo do tempo. Inicialmente, os grandes reservatórios eram plurianuais. Ou seja, armazenavam água por anos. A energia armazenada nesses reservatórios excedia em muito a demanda anual de eletricidade. Nesse contexto, o recurso às térmicas era esporádico e praticamente irrelevante. [...] Com o passar do tempo, o crescimento forte da demanda e as crescentes restrições à construção de grandes reservatórios foram alterando a natureza da nossa “hidrotermicidade”. A drástica redução da capacidade de regularização dos nossos reservatórios foi mudando a natureza do nosso problema. [...] A manutenção de uma gestão do sistema que coloca as hidrelétricas e seus reservatórios como a grande linha de sustentação da garantia do suprimento e da modicidade tarifária para toda a demanda, com as térmicas entrando simplesmente para cobrir a falta esporádica de chuvas, não é mais sustentável (BICALHO, 2014, p. 1).

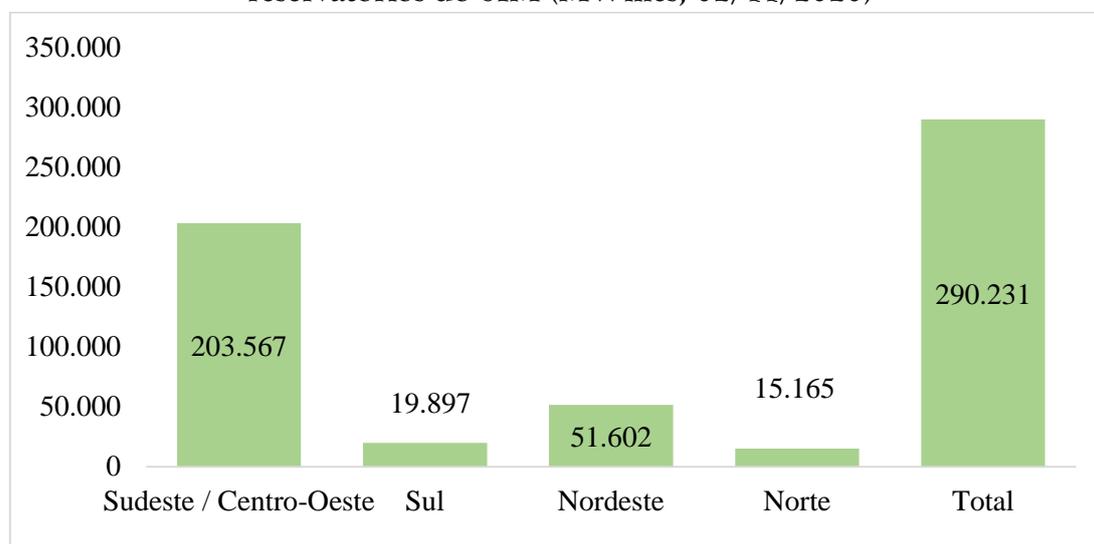
Com o esgotamento do modelo tradicional do setor elétrico, a tentativa de transferência de excedente econômico das empresas do setor elétrico para as empresas industriais, por meio dos instrumentos de mudanças nos preços relativos da MP 579, mostrou-se um desastre. Não mais existiam as condições estruturais do setor elétrico que permitiam esse tipo de política energética de manejo de preços/custos relativos entre setores produtores de energia e segmentos consumidores, notadamente o industrial.

Se, por um lado, a dificuldade de expansão dos reservatórios decretou o esgotamento do modelo tradicional de operação e expansão do setor elétrico

brasileiro; por outro, são esses mesmos reservatórios que podem permitir a construção de um novo modelo para o sistema elétrico, centrado na ampliação das fontes renováveis, naturalmente intermitentes, como a eólica e a solar.

A elevada capacidade de armazenamento energético dos atuais reservatórios do Sistema Interligado Nacional, cerca de 290.231 MWmês (Gráfico 13), pode jogar um papel central na transição energética do setor elétrico brasileiro. Os reservatórios poderiam voltar a funcionar como um *back-up* do setor elétrico, não mais na forma de “água dos reservatórios cobrindo a água das chuvas”, mais agora na situação é que a água dos reservatórios cobriria a falta temporária de sol e de ventos – a intermitência das fontes renováveis com baixa emissão de carbono.

Gráfico 13 – Capacidade máxima de armazenamento energético dos reservatórios do SIM (MWmês; 02/11/2020)



Fonte: NOS.

O setor elétrico brasileiro atravessa hoje uma crise estrutural em seu modelo de operação e expansão. Isso requer a construção de novo modelo que requalifique os recursos naturais e a infraestrutura elétrica brasileira, no contexto das mudanças climáticas e da transição energética, levando em conta o papel desempenhado pela atual infraestrutura do setor (reservatórios, plantas de geração hidrelétrica e linhas de transmissão pelos reservatórios, que são ativos estratégicos para a estruturação do novo modelo setorial). Para Bicalho (2019):

Essa requalificação pode ter como base: (i) o reconhecimento de que a qualidade fundamental para a sobrevivência no novo mundo elétrico é a flexibilidade – necessária para enfrentar a intermitência intrínseca às fontes renováveis – e que (ii) essa flexibilidade já está presente no setor elétrico brasileiro. Presente: (i) na grande capacidade de estocagem de energia, representada pelos nossos reservatórios; (ii) na grande flexibilidade do nosso

parque gerador, representada pelas nossas centrais hidrelétricas; (iii) na nossa grande flexibilidade espacial, representada pelo nosso extenso e amplo sistema de transmissão. A partir desse movimento estratégico poderíamos tentar inverter a trajetória de custos crescentes da oferta de eletricidade e construir vantagens competitivas para a nossa indústria e condições favoráveis de acesso ao conforto provido pela eletricidade para a sociedade brasileira. Nesse sentido, garantir a segurança energética no Brasil hoje implica reinventar o nosso setor elétrico, tendo como base a combinação dos nossos recursos e ativos flexíveis com as generosas possibilidades que o novo mundo elétrico oferece ao País (BICALHO, 2019, p. 2).

A atual infraestrutura (ativos estratégicos) do setor elétrico brasileiro possibilita uma maior capacidade de lidarmos com a intermitência das fontes renováveis. Hoje, boa parte desses ativos está sob o controle do Estado brasileiro, por meio da Eletrobras, que “detém praticamente a metade desses ativos – 52% dos reservatórios; 45% da geração hidrelétrica; 47% da transmissão” (BICALHO, 2019, p. 2). Ativos estes que são centrais para a política energética do Brasil que precisa, ao mesmo tempo, garantir a segurança de abastecimento, manter preços baixos da energia para os consumidores e construir o caminho da transição energética.

O processo de privatização da Eletrobras, levado a cabo pelo governo Bolsonaro, não proporcionará a redução dos preços da energia elétrica, ainda mais com a crise estrutural do modelo tradicional do setor, nem ampliará os investimentos no setor. Poucos analistas têm discutido sobre os impactos econômicos, sociais e estratégicos da venda da Eletrobras, como havia ocorrido nos anos 1990. Supostamente o mercado resolveria tudo (preços baixos, qualidade, segurança de abastecimento, investimentos), não sendo nem mesmo necessário avanços na questão regulatória.

Essa retórica atual, na verdade, legitima um processo de privatização do setor energético brasileiro (Petrobras e Eletrobras)²⁴ que está associado à geração de novos espaços para ampliação do capital privado nacional e internacional. Um verdadeiro butim em que o patrimônio público é dilapidado com o objetivo de aumentar a lucratividade das empresas financeiras e não financeiras no curto prazo, sem que isso proporcione o aumento do bem-estar para os consumidores e cidadãos. E ainda por cima, no caso da privatização da Eletrobras, o governo brasileiro franqueará a possibilidade de realizar uma transição energética mais eficiente.

²⁴ A redução da atuação do Estado brasileiro na economia, por meio da venda de ativos públicos e das privatizações de suas empresas, tem sido alardeada pelo governo Bolsonaro como o caminho do nirvana para o crescimento econômico e o desenvolvimento social.

6. Considerações finais

O setor energético brasileiro vive uma situação paradoxal. Por um lado, alcançou a tão sonhada autossuficiência energética, meta central da política energética brasileira desde a década de 1930, em virtude da ampliação da produção de petróleo, fruto do pré-sal, e da expansão da capacidade de geração de energia elétrica. Por outro lado, é o momento histórico em que o preço da energia, especialmente a elétrica, é um dos mais elevados, afetando os custos de produção da indústria nacional. Isso se deve a maior utilização das térmicas na geração de energia elétrica, haja vista o aumento do risco hidrológico com a dificuldade de expansão dos reservatórios que funcionavam como mitigadores dessas incertezas climáticas.

Para Almeida e Bicalho (2016):

A energia no Brasil deixou de ser uma vantagem comparativa, com seus preços podendo ser comparáveis àqueles apresentados por países sem a nossa generosa dotação de recursos energéticos. A incontrolável elevação dos custos energéticos no país é o sintoma de que a política energética nacional perdeu sua capacidade de elaborar e implementar uma visão estratégica na qual o setor energético representa uma infraestrutura crucial para a promoção do crescimento e desenvolvimento econômico nacional (ALMEIDA; BICALHO, 2016, p. 56).

Além do desafio da elevação dos custos energéticos do país e seus efeitos para a competitividade da indústria nacional, a política energética brasileira (formas de atuação direta e indireta do Estado) tem ainda que levar em conta à questão da transição energética dos fósseis para os renováveis, pautada na redução da emissão dos gases do efeito estufa na produção e consumo de energia. Essa questão ganhou relevância com o avanço dos problemas climáticos associados à emissão de gases poluentes e seus efeitos para o aumento da temperatura global. Cabe observar que essa transição é marcada, atualmente, por profundas incertezas tecnológicas, de custos e de financiamento, como alertado por Hansen e Percebois (2017).

É nesse complexo contexto de paradoxo do setor energético brasileiro e de transição, sob fortes incertezas, que a política energética brasileira terá que se mover em direção da maior eficiência econômica e social da utilização dos recursos energéticos. Sem sombra de dúvida, apenas o Estado-regulador não será capaz de direcionar o mercado tanto para a resolução do paradoxo do setor como para o caminho da transição. Será preciso uma atuação direta do Estado, por meio de políticas discricionárias e até da atuação direta, para sinalizar os caminhos necessários para a requalificação do setor energético brasileiro, passando pela

requalificação do setor elétrico e pela utilização mais adequada dos recursos gerados na exploração do pré-sal, e para o caminho da transição.

3. Referências bibliográficas

ABRANCHES, S. H. Questão da empresa estatal: economia, política e interesse público. **Rev. Administração de Empresas**, São Paulo, v. 19, n. 4, p. 95-105, Dec. 1979.

ALMEIDA, E.; BICALHO, R. A Nova Energia do Brasil. In: Sa Earp, F; Bastian, E.; Modenesi, A. (Org.). **Como Vai o Brasil: A Economia Brasileira do Novo Milênio**. 1ed.rio de janeiro: Ima Editora, 2014, v. 1, p. 150-180.

ALMEIDA, E, LOSEKANN, L., VITTO, W, NUNES, L., BOTELHO, F., COSTA, F.; WAEGER, L. Custos e benefícios da atual política de conteúdo local. **Ciclo de Debates sobre Petróleo e Economia-Texto para Discussão**, 2016.

ALMEIDA, F. G. Os 40 anos da Petrobras. **Revista Conjuntura Econômica**, v. 47, n. 10, p. 33-38, 1993.

ALVEAL, C. **Os desbravadores: a Petrobrás e a construção do Brasil**. Rio de Janeiro: ANPOCS, 1994.

BICALHO, R. Singularidade, contemporaneidade e diversidade na construção de um novo setor elétrico brasileiro. **Blog Infopetro - Grupo de Economia da Energia (IE/UFRJ)**, 2019.

BICALHO, R. A crise do setor elétrico é estrutural. **Blog Infopetro - Grupo de Economia da Energia (IE/UFRJ)**, 2018.

BICALHO, R. A Eletrobras e a construção de um setor elétrico nacional. **Blog Infopetro - Grupo de Economia da Energia (IE/UFRJ)**, 2012.

BICALHO, R. A transição elétrica: muito além da falta de chuvas. **Blog Infopetro - Grupo de Economia da Energia (IE/UFRJ)**, 2014.

BENEDITO, E; PINTO, E. O planejamento governamental no setor de energia elétrica. In: **Infraestrutura e Planejamento no Brasil: Coordenação estatal da regulação e dos incentivos em prol do investimento - o caso do setor elétrico**. Relatório de Pesquisa, IPEA, 2012.

AZEVEDO, G. **A disputa Estado-Mercado no Setor Petróleo Marca a História Recente do Setor: Monopólio, FHC, Lula e Dilma**, mimeo. 2017.

CHANG; HA-JOON; AJIT SINGH. Public enterprises in developing countries and economic efficiency. **United Nations Conference on Trade and Development**, 1992.

CORDEN, W. M.; NEARY, J. P. Booming Sector and De-industrialisation in a Small Open Economy, **Economic Journal** 92 (December), 825-48, 1982

DOREMUS, P.; KELLERELL, W.; PAULY, L.; REICH, S. **The myth of the global corporation**. Princeton, NJ: Princeton University Press, 1998.

ESPOSITO, A. Contexto e panorama dos investimentos no setor elétrico brasileiro. In: TORRES, E.; PUGA, F.; MEIRELLES, B. (Orgs.). **Perspectivas do investimento**. Rio de Janeiro: BNDES, 2011.

FIESP- FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DE SÃO PAULO. **Fim do conteúdo local é negativo para a indústria e a economia**, 2017. Disponível em: <https://www.fiesp.com.br/noticias/fim-do-conteudo-local-e-negativo-para-a-industria-e-a-economia-mostra-estudo-da-fiesp/>

FURTADO, A. T.; FREITAS, A. G. Nacionalismo e aprendizagem no programa de Águas profundas da Petrobras. **Revista Brasileira de Inovação**, 3(1):55-86, 2004

GUIMARÃES, E. Política de conteúdo local na cadeia de petróleo e gás: uma visão sobre a evolução do instrumento e a percepção das empresas investidoras e produtoras de bens. Brasília: **Confederação Nacional da Indústria-CNI**, p. 6-61, 2012.

HANSEN, J. ; PERCEBOIS, J. **Transition (s) électrique (s): ce que l'Europe et les marchés n'ont pas su vous dire**. Odile Jacob, 2017.

HASLAM, P. A.; HEIDRICH, P. From neoliberalism to resource nationalism States, firms and development. In: HASLAM, P. A.; HEIDRICH, P. (Org.). **The political economy of natural resources and development: from neoliberalism to resource nationalism**. 1 ed. New York: Routledge, 2016

IPEA. **Poder de Compra da Petrobras: Impactos Econômicos nos seus Fornecedores**. Brasília (volume 1), 2011. Disponível em: http://www.ipea.gov.br/portal/index.php?option=com_content&view=article&id=6477.

LESSA, C. **A Estratégia de Desenvolvimento 1974/76: sonho e fracasso**. Campinas: Editora do IE/Unicamp, 1998

MACHADO, J. V. **Petróleo e Estado no Brasil nos anos 2000: uma leitura a partir do Nacionalismo dos Recursos**. 2019. Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Instituto de Economia, Campinas, SP.

MARES, D. R. **Resource Nationalism and Energy Security in Latin America: Implications for Global Oil Supplies**. Disponível em: <<https://scholarship.rice.edu/handle/1911/91400>>.

MENDES, A. *et al.*. Mercado de refino de petróleo no Brasil. **BNDES Setorial**, Rio de Janeiro, v. 24, n. 48, p. [7]44, set. 2018.

ORTIZ NETO, J. B. ; COSTA, A. J. D. A Petrobrás e a exploração de petróleo offshore no Brasil: um approach evolucionário. **Rev. Bras. Econ.** [online]. 2007, vol.61, n.1, pp.95-109. ISSN 0034-7140. <http://dx.doi.org/10.1590/S0034-71402007000100006>.

PAULY, L.; REICH, S. National structures and multinational corporate behavior: enduring differences in the age of globalization. **International Organization**, v. 51, n. 01, p. 1-30, 1997.

PEIGO, N. F.; RUAS, J. A. G. Rethinking "energy nationalism: a study of the relationship between nation states and companies in the oil industry. **Revista de Economia Política (Online)**, v. 35, p. 557-575, 2015.

PINTO JR., H; ALMEIDA, E.; BOMTEMPO, J. & IOOTTY, M. & BICALHO, R. **Economia da energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial**. Elsevier: Rio de Janeiro, 2007.

PRYK, S. Explaining Resource Nationalism. **Glob Policy**, 8: 474-482, 2017

REIS, Cristina Borja. Investimento público e desenvolvimento econômico: análise aplicada ao Brasil entre 1950 e 2006, com base em uma perspectiva teórica keynesiana e estruturalista. **OIKOS (Rio de Janeiro)**, v. 7, n. 2, 2008.

RESENDE, J. P. **Ainda sobre os monopólios da Petrobras**. Jota. De acordo com o site <https://www.jota.info/tributos-eempresas/regulacao/ainda-sobre-os-monopolios-da-petrobras-07082018>, acessado em 10/01/2020a.

RESENDE, J. P. **Petrobras, um monopólio desregulado**. Jota. De acordo com o site <https://www.jota.info/tributos-eempresas/regulacao/petrobras-um-monopolio-desregulado-24052018>, acessado em 10/01/2020b.

ROCHA, F. **Recursos naturales como alternativa para la innovación tecnológica: petróleo y gas en Brasi.** Santiago, Chile: CIEPLAN, 2015 (Estudios de la CIEPLAN).

RUAS, J. A. G.. **Dinâmica de concorrência na indústria parapetrolífera offshore: evolução mundial do setor de equipamentos subsea e o caso brasileiro.** 2012. 311 p. Tese (doutorado) - Universidade Estadual de Campinas, Instituto de Economia, Campinas, SP. Disponível em: <<http://www.repositorio.unicamp.br/handle/REPOSIP/285923>>.

SACHS, J.; WARNER, A. Natural Resource Abundance and Economic Growth. **Cambridge: NBER (Working Paper)**, n. 5.398), 1995.

SACHS, J.; WARNER, A. Natural Resource Abundance and Economic Growth. **Cambridge: NBER (Working Paper)**, n. 5.398), 1997

SAUER, L.; RODRIGUES, L. Pré-sal e Petrobras além dos discursos e mitos: disputas, riscos e desafios. **Estud. av. [online]**. 2016, vol.30, n.88, pp.185-229. ISSN 0103-4014. <http://dx.doi.org/10.1590/s0103-40142016.30880014>

SCHUTTE, G. R. Petrobras em Marcha Forçada. Núcleo de Estudos Estratégicos sobre Democracia, Desenvolvimento e Sustentabilidade- UFABC. Campinas: Volume: 94, **Texto para Discussão**, 2016.

SUÁREZ, Lizett Paola López. **Renda petrolífera: geração e apropriação nos modelos de organização da indústria brasileira.** 2012. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo.

TORRES FILHO, E. T. O Papel do Petróleo na Geopolítica Americana. In: FIORI, José Luís (org.). **O Poder Americano**. 3 ed. Petrópolis, RJ: Vozes. (2004 [2007]).

YERGIN, D. **A busca: energia, segurança e a reconstrução do mundo moderno.** Rio de Janeiro: Intrínseca, 2014.

YERGIN, D. **O petróleo: uma história de ganância, dinheiro e poder.** São Paulo: Scritta, p. 397-612, 1992.

ZIRGULIS, A.; PETRUCIONIS, L.; HUETTINGER, M. The Impact of Oil Refinery Market Power on Retail Fuel Prices in the European Union. **ekonomika** Vol. 95(3), 2016.

CASTRO, N. J.; BRANDÃO, R.; DANTAS, G.; ROSENTAL, R. O Processo de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro e os Impactos da MP 579. Rio de

Janeiro. **GESEL** – Instituto de Economia – UFRJ, 2013. (Texto de Discussão do Setor Elétrico n.º51).

WAGA, G. **Análise do desempenho econômico-financeiro das distribuidoras do setor elétrico: os impactos da medida provisória nº 579/2012.** Monografia do Instituto de Economia da UFRJ, 2017.