



Energia

Diagnósticos e propostas para o setor

Dezembro de 2018

MINISTRO DA FAZENDA
Eduardo Refinetti Guardia

SECRETÁRIA-EXECUTIVA
Ana Paula Vescovi

SECRETÁRIO DE ACOMPANHAMENTO FISCAL, ENERGIA E LOTERIA
Alexandre Manoel Angelo da Silva

SUBSECRETÁRIO DE ENERGIA E ESTUDOS QUANTITATIVOS
Pedro Calhman de Miranda

COORDENADOR-GERAL DE ENERGIA, PETRÓLEO E GÁS
Gustavo Gonçalves Manfrim

EQUIPE
Alexandre de Oliveira Lima Loyo
Bruno Beltrame
Daniel de Souza Ramos
Edson Rodrigo Toledo Neto
Fernanda Gomes Pereira
Michelle Maria Paionk

Informações
Secretaria de Acompanhamento Fiscal, Energia e Loteria
Tel: (61) 3412-2358/2360
Home Page: <http://www.fazenda.gov.br/sefel>
Ministério da Fazenda
Esplanada dos Ministérios, bloco P, 3º andar, sala 309
70048-902 - Brasília-DF

É permitida a reprodução total ou parcial do conteúdo deste relatório desde que mencionada a fonte.

AGRADECIMENTOS

A Sefel agradece a todos que de alguma forma contribuíram para a construção deste trabalho.

Agradecemos enormemente aos palestrantes, assim como aos demais participantes do 1º Seminário SEFEL de Energia, realizado no dia 18 de setembro de 2018. Um dos principais objetivos inerentes à realização desse seminário foi, justamente, colher informações para a elaboração deste relatório.

Em especial, a Luiz Barroso, pela valiosa contribuição sobre o MRE e o risco hidrológico; a Paulo Gabardo pela contribuição no mesmo tema, e também na discussão sobre a CDE; e a Rutelly Marques pela contribuição em todo o capítulo de energia elétrica e na seção de concorrência no setor de combustíveis.

Agradecemos também a Marcos Mendes e Gustavo Guimarães, da Assessoria Econômica do Gabinete do Ministro da Fazenda, a respeito da política de Conteúdo Local de Petróleo e Gás Natural, não apenas pelas contribuições ao relatório, como também pela parceria no acompanhamento desta agenda de governo juntamente com a Sefel.

A Orlando Lima e Aloisio Melo, da Secretaria de Política Econômica, tanto pelas contribuições ao relatório quanto pelo acompanhamento da agenda do programa RenovaBio em parceria com a Sefel.

Agradecemos, ainda, a Mansueto Almeida e à equipe da Coordenação-Geral de Planejamento de Operações Fiscais da Secretaria do Tesouro Nacional, pela parceria no acompanhamento da agenda de energia no governo.

A responsabilidade pelo texto final é inteiramente da Sefel.

SUMÁRIO EXECUTIVO

Em consonância com a competência institucional da Sefel, responsável pela formulação, acompanhamento e avaliação de impacto regulatório de políticas públicas e pela promoção da concorrência para o setor de energia, publica-se o presente documento, com os seguintes objetivos gerais:

1. Apresentar à sociedade a visão da Sefel sobre aspectos de sua competência no setor de energia;
2. Contribuir com a equipe do próximo Governo para a elaboração de políticas públicas e regulatórias no setor energético;
3. Consolidar diagnósticos e propostas da Sefel e de outros agentes públicos e privados para os setores de (i) energia elétrica, (ii) petróleo e gás natural e (iii) combustíveis, no que tange aos aspectos regulatórios e concorrenciais.

No **setor de energia elétrica**, trata-se, primeiramente, da **Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)**. As principais propostas para a CDE são o fortalecimento de mecanismo de avaliação e acompanhamento dos subsídios custeados pela conta; o estabelecimento de um teto de gastos; e a rediscussão do mérito e destinação dos subsídios existentes, considerando inclusive a sua focalização para setores e segmentos em que realmente haja necessidade de atendimento social ao beneficiário.

Em segundo lugar, trata-se de aperfeiçoamentos na **gestão do risco hidrológico e no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)**. Constata-se que o MRE não tem sido capaz de reduzir o risco sistêmico a qual os seus participantes estão sujeitos, gerando exposição involuntária ao Mercado de Curto Prazo (MCP). Um obstáculo para a melhoria do funcionamento do MRE é o papel no sistema brasileiro da Garantia Física (GF), que mistura conceitos físicos (segurança do suprimento), comerciais (limites para contratação) e de gestão de risco (fator de participação do MRE). Essa mistura de finalidades dificulta a revisão tempestiva e flexível das GFs.

Como principais propostas, destaca-se a necessidade de revisão das garantias físicas das usinas e a desvinculação da garantia física como limite de contratação do empreendimento, o que acrescentaria flexibilidade na gestão dos riscos hidrológicos no MRE, minimizando os efeitos de subsídios cruzados e ajustando a contribuição sistêmica de cada empreendimento para esse mecanismo. Além disso, o início da transição do despacho por custo para o sistema de oferta de preços e a inclusão de mecanismos de mitigação de risco financeiro, como a inserção do MCP no Sistema Brasileiro de Pagamentos, podem trazer mais eficiência, transparência e concorrência ao mercado.

O último tema do setor de energia elétrica é a **renda hidráulica**, ou seja, o montante financeiro decorrente da diferença entre o valor de mercado da energia gerada e o custo operacional de usinas hidrelétricas após a sua amortização econômica. Nessa discussão, traz-se um relato sobre a alocação dessa renda nos últimos anos, bem como as perspectivas para futuras concessões. Propõe-se a utilização de mecanismo de leilão na outorga de futuras concessões, quando possível; a apropriação de grande parte da renda hidráulica através de pagamentos que não dependam dos resultados futuros dos projetos (pagamentos incondicionais); e a alocação de parte da renda hidráulica aos consumidores para mitigar eventual impacto tarifário associado à mudança do regime regulatório da concessão.

No **setor de petróleo**, os temas tratados foram a comercialização do óleo da União no modelo de partilha e a política de conteúdo local.

Em relação ao primeiro item, as principais preocupações da Sefel residem em se buscar um **modelo de comercialização do óleo e gás da União** com menor complexidade burocrática, mais segurança e mais simplicidade. A principal proposta é que a comercialização seja integrada ao próprio leilão de partilha, na forma de aquisição originária do excedente em óleo. Ou seja, ao concorrer pelos direitos de exploração e produção em determinado bloco do pré-sal, os agentes disputariam também o direito à apropriação do excedente em óleo da União daquele bloco, a uma referência de preços pré-estabelecida.

Quanto à **política de conteúdo local no setor de exploração e produção de petróleo**, considera-se que a maneira como tem sido implementada no Brasil envolve custos ocultos, dificuldade de acompanhamento e quantificação, propensão ao *lobby* setorial e imposição de distorções ao mercado. O uso eficaz de políticas de conteúdo local pressupõe: (i) a consistência com as demais políticas de governo, especialmente a política industrial; (ii) regras transparentes e bem definidas, o que inclui objetivos e cláusulas de parada; (iii) a minimização dos custos e da complexidade da política; (iv) o uso de indicadores claros de competitividade, como o nível de exportações no setor, para acompanhamento dos resultados; e (v) a correção de falhas de mercado e de governo relacionadas, com especial atenção à capacidade de governança, de transferência de conhecimento e de desenvolvimento tecnológico.

É preciso também que a política industrial seja formulada com uma visão ampla e objetiva, com ações que primem pela transparência e sustentabilidade. Para que isso ocorra, as propostas específicas constituem-se na criação de comitê interministerial para elaboração de política industrial integrada e horizontal, assim como na readequação da política de CL no setor parapetrolífero, com foco em transparência, simplicidade e estímulo à competitividade.

No **setor de gás natural**, trata-se da questão da **regulamentação do consumidor livre de gás natural**, buscando-se alternativas para a transição do *status quo* para um mercado de gás natural mais competitivo e transparente, em que exista um número maior de *players* atuando em todos os elos da cadeia produtiva.

No **setor de combustíveis**, traz-se a preocupação com a possível **venda dos ativos de refino e logística** da Petrobras, no sentido de que esta seja acompanhada de condicionantes que garantam a concorrência no segmento.

Algumas **restrições regulatórias de ordem concorrencial** ao setor de combustíveis também são discutidas. Pode-se destacar a **proibição da venda direta de etanol dos produtores aos postos revendedores de combustíveis**; as **restrições de verticalização entre segmentos do setor** (produção, distribuição e revenda); e a **proibição de comercialização a revendedor com bandeira diferente da distribuidora**.

Conforme detalhado ao longo deste documento, as propostas da Sefel vão no sentido de reduzir barreiras à entrada de novos agentes no setor, de modo que se propõe que a ANP revogue a atual vedação à integração vertical entre distribuição e revenda. Além disso, propõe-se revogar a vedação à comercialização

de combustível entre distribuidoras e postos revendedores de bandeiras diferentes. Entende-se, também, que é pertinente a liberação da venda direta de etanol dos produtores aos postos de revenda, sanando-se simultaneamente eventuais distorções tributárias resultantes da liberação.

No tópico combustíveis, também se trata do **estabelecimento de mecanismos de amortecimento contra variações do preço dos combustíveis**, discutindo-se os limites e possibilidades para sua implementação, bem como as melhores práticas para o desenho desse mecanismo.

Outro ponto se relaciona à extinção da política de **preços diferenciados para o segmento de GLP (gás de cozinha)**. Defende-se a retirada do respaldo regulatório da política de preços diferenciados da Petrobras, condicionada à avaliação das medidas de transferência de renda necessárias para mitigar o impacto da eventual alta do preço do GLP P13 nas famílias de baixa renda.

O último tópico no tema de combustíveis se relaciona aos **Créditos de descarbonização (CBIOS) no âmbito do programa RenovaBio**. São levantadas necessidades de ajustes específicos para o bom funcionamento do mercado de CBIOS, condição essencial para que o programa alcance seus objetivos.

Por fim, vale ressaltar que, embora não tenha a pretensão de apresentar uma agenda de política pública no setor de energia, espera-se com esse documento ajudar o novo governo a identificar algumas pedras fundamentais para a construção dessa agenda. Agenda essa que, na visão da Sefel, deve ser pautada na busca por valorização de mecanismos descentralizados de tomada de decisões, aumento da concorrência, sinalização econômica correta, alocação adequada de riscos, redução de barreiras à entrada, maior segurança jurídica e transparência da política pública.



SUMÁRIO

1. Introdução

2. Panorama geral do setor de energia

- 2.1. Pontos de inflexão na política pública do setor
- 2.2. Onde estamos agora?
- 2.3. Aonde queremos ir?

3. Energia elétrica

- 3.1. Conta de Desenvolvimento Energético - CDE: racionalização
 - 3.1.1. Contextualização
 - 3.1.2. Diagnóstico
 - 3.1.3. Propostas
 - 3.1.3.1. Mecanismo de acompanhamento e avaliação dos subsídios
 - 3.1.3.2. Necessidade de um teto de gastos
 - 3.1.3.3. Considerações a cerca dos subsídios existentes
 - 3.1.3.4. Sugestões de alteração legislativa
- 3.2. O risco hidrológico e o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)
 - 3.2.1. Contextualização
 - 3.2.1.1. Histórico da alocação do risco hidrológico
 - 3.2.2. Diagnóstico
 - 3.2.3. Propostas
 - 3.2.3.1. Alocação do risco hidrológico
 - 3.2.3.2. Questão das garantias físicas
 - 3.2.3.3. Inserção de outras fontes
 - 3.2.3.4. Iniciar a transição para oferta por preços
 - 3.2.3.5. Mecanismos de mitigação do risco financeiro
- 3.3. Apropriação e alocação da renda hidráulica
 - 3.3.1. Contextualização
 - 3.3.1.1. Maximização da renda
 - 3.3.1.2. Alocação da renda hidráulica: consumidor versus contribuinte
 - 3.3.1.3. Forma da apropriação da renda e alocação de riscos
 - 3.3.2. Diagnóstico
 - 3.3.2.1. 1995 a 2012
 - 3.3.2.2. Renovações antecipadas em 2012
 - 3.3.2.3. Leilão 2015
 - 3.3.2.4. Leilão 2017
 - 3.3.2.5. Empreendimentos abarcados pelo art. 2º da Lei nº 12.783/2013 e usinas autoprodutoras que não foram conectadas ao SIN
 - 3.3.2.6. Privatização CESP
 - 3.3.2.7. Privatização Eletrobrás
 - 3.3.2.8. Itaipu e Tucuruí
 - 3.3.3. Propostas

4. Petróleo e gás natural

- 4.1. O regime de partilha e a comercialização do óleo da União
 - 4.1.1. Contextualização
 - 4.1.2. Diagnóstico
 - 4.1.3. Propostas
 - 4.1.3.1. Sem alteração legal
 - 4.1.3.2. Com alteração legal
- 4.2. Política de conteúdo local
 - 4.2.1. Contextualização
 - 4.2.2. Diagnóstico
 - 4.2.2.1. A política de conteúdo local brasileira

- 4.2.2.2. Política de CL e política industrial
- 4.2.3. Propostas
 - 4.2.3.1. Programa interministerial para elaboração de política industrial
 - 4.2.3.2. Adequação da política de CL
- 4.3. Regulamentação do consumidor livre de gás natural
 - 4.3.1. Contextualização
 - 4.3.2. Diagnóstico
 - 4.3.3. Propostas

5. Combustíveis

- 5.1. Aspectos institucionais e abordagem estrutural na defesa da concorrência
 - 5.1.1. Contextualização
 - 5.1.2. Diagnóstico
 - 5.1.3. Propostas
- 5.2. Venda direta de etanol aos postos
 - 5.2.1. Contextualização
 - 5.2.2. Diagnóstico
 - 5.2.3. Propostas
- 5.3. Restrições concorrenciais no setor de combustíveis
 - 5.3.1. Contextualização
 - 5.3.1.1. Restrição e verticalização entre segmentos
 - 5.3.1.2. Proibição de comercialização a revendedor com bandeira diferente da distribuidora
 - 5.3.2. Diagnóstico
 - 5.3.3. Propostas
- 5.4. Mecanismos de amortecimento contra variações do preço dos combustíveis
 - 5.4.1. Contextualização
 - 5.4.2. Diagnóstico
 - 5.4.2.1. Forma de aplicação
 - 5.4.3. Propostas
- 5.5. GLP: extinção da política de preços diferenciados
 - 5.5.1. Contextualização
 - 5.5.2. Diagnóstico
 - 5.5.3. Propostas
- 5.6. Créditos de descarbonização (CBIOS) do RenovaBio
 - 5.6.1. Contextualização
 - 5.6.2. Diagnóstico
 - 5.6.3. Propostas

1. INTRODUÇÃO

Diante da transição governamental e da necessidade de aprimoramentos no setor de energia brasileiro, a Sefel se propõe, por meio deste documento, a contribuir com a discussão sobre diagnósticos e propostas para o avanço desse setor.

No panorama atual, várias medidas foram discutidas no âmbito do Poder Executivo e resultaram em um conjunto de propostas já apresentadas à sociedade, cuja maioria depende de alteração legal. Muitas dessas medidas são embasadas em premissas compartilhadas pela Sefel. Contudo, por si só, essas medidas não são suficientes para atingir os objetivos propostos. Da parte do setor privado, as novas regras precisam ser factíveis e ter credibilidade junto aos agentes, conferindo atratividade aos novos investimentos. Da parte do Estado, ainda há uma série de etapas a percorrer, principalmente relacionadas à regulamentação. Escolhas essenciais precisarão ser feitas no próximo Governo, que determinarão os caminhos futuros do setor.

Assim, em consonância com a competência institucional da Sefel, responsável pela formulação, acompanhamento e avaliação de impacto regulatório de políticas públicas e pela promoção da concorrência para o setor de energia, publica-se o presente documento, com os seguintes objetivos gerais:

1. Apresentar à sociedade a visão da Sefel sobre aspectos de sua competência no setor de energia;
2. Contribuir com a equipe do próximo Governo para a elaboração de políticas públicas e regulatórias no setor energético;
3. Consolidar diagnósticos e propostas da Sefel e de outros agentes públicos e privados para os setores de (i) energia elétrica, (ii) petróleo e gás natural e (iii) combustíveis, no que tange aos aspectos regulatórios e concorrenciais.

Com isso, pretende-se deixar um *roadmap* para que o novo governo possa seguir, vislumbrando modernizar o setor de energia. Para que esse *roadmap* seja entendido, além desta introdução, este documento contém mais quatro capítulos. No capítulo 2, é apresentado um panorama geral do setor de energia, o seu histórico, a sua situação atual e o que se pretende alcançar para os setores de (i) energia elétrica, (ii) petróleo e gás natural e (iii) combustíveis.

No capítulo 3, são tratados três temas do setor elétrico: (i) A Conta de Desenvolvimento Energético (CDE); (ii) Risco Hidrológico e Mecanismo de Realocação de Energia (MRE); (iii) Apropriação e Alocação da Renda Hidráulica. Sobre a CDE foi abordado o crescimento dos seus subsídios, e sugeridas possíveis medidas para a sua racionalização. Sobre o Risco Hidrológico e MRE foram apresentadas possíveis mudanças na alocação dos custos relativos ao risco hidrológico e na exposição ao curto prazo dos participantes do MRE. Também foram sugeridas propostas para o reestabelecimento do bom funcionamento do mercado de energia elétrica e do Sistema Interligado Nacional, evitando-se a criação de distorções econômicas. Já no tema da Apropriação e Alocação da Renda Hidráulica apresentou-se um panorama dos eventos de licitação ou renovação de usinas hidrelétricas amortizadas, e das perspectivas futuras, buscando propor um conjunto de diretrizes e boas práticas a serem seguidas.

No capítulo 4, são examinados três temas do setor de petróleo e gás natural. O primeiro deles é o modelo de comercialização do petróleo da União no regime de partilha, no qual são propostas adaptações com base nos princípios de simplicidade, concorrência, transparência e previsibilidade. O segundo tema trata da questão do conteúdo local no setor parapetrolífero¹. A adequação dos mecanismos e diretrizes da política atual aos seus objetivos é avaliada e são sugeridas mudanças, a fim de alcançar maior competitividade da indústria local e maior eficiência da atuação pública. O terceiro tema é referente ao setor de Gás Natural. Aborda-se a questão da regulamentação do consumidor livre de gás natural.

O capítulo 5 trata do setor de combustíveis, expondo-se visões acerca de possíveis medidas de incentivo à concorrência e relativas a mecanismos tributários para amortecer a volatilidade decorrente de aumento no preço dos combustíveis.

¹ Indústria fornecedora de bens e serviços para a atividade de exploração e produção de petróleo e gás natural.

Outra questão relevante no setor é a Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio), que deve ser avaliado com especial foco na regulamentação dos Créditos de Descarbonização (CBios), cuja liquidez e atratividade devem ser incentivadas ao mesmo tempo em que o risco de distorções de mercado deve ser minimizado.

Por fim, vale ressaltar que, embora não tenha a pretensão de apresentar uma agenda de política pública no setor de energia, espera-se com esse documento ajudar o novo governo a identificar algumas pedras fundamentais para a construção dessa agenda. Agenda essa que, na visão da Sefel, deve ser pautada na busca por valorização de mecanismos descentralizados de tomada de decisões, aumento da concorrência, sinalização econômica correta, alocação adequada de riscos, redução de barreiras à entrada, maior segurança jurídica e transparência da política pública.

2. PANORAMA GERAL DO SETOR DE ENERGIA

2.1. Pontos de inflexão na política pública para o setor

Para sabermos onde estamos e aonde queremos ir, é importante compreender o passado. Não é o propósito deste documento fazer uma resenha histórica ampla do setor. Portanto, serão descritos alguns pontos de inflexão na história recente das políticas públicas para o setor de energia, nos quais a orientação das políticas afastou-se das premissas defendidas pela Sefel. A avaliação desses pontos de inflexão ajuda na compreensão do contexto da guinada na política pública a partir de 2016 e das propostas que são desenvolvidas nos próximos capítulos.

No setor elétrico, o principal ponto de inflexão aconteceu entre 2012 e 2013, com a edição da MP 579/2012, posteriormente convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. O Governo objetivava reduzir as tarifas de energia elétrica dos consumidores regulados em 20%, por meio da renovação antecipada de concessões de geração e de transmissão que venceriam em 2015 - em um modelo que priorizava a modicidade tarifária - e da redução dos encargos da CDE para os

consumidores. Como contrapartida, as empresas receberam indenizações pelos investimentos não amortizados e aceitaram uma tarifa que remunerasse apenas os custos de operação e manutenção.

Além dos desincentivos aos investimentos por conta da fixação da tarifa que enrijeceu a remuneração dos concessionários, uma combinação de circunstâncias posteriores à MP 579/2012 levou a uma crise no setor elétrico.

Já no verão de 2013, a hidrologia apresentou um desempenho desfavorável, gerando maior volume de recursos liquidados no Mercado de Curto Prazo (MCP) para cobertura do déficit entre a geração de energia e as obrigações contratuais das distribuidoras. Além disso, parte das concessionárias de geração, que seriam objeto da renovação antecipada, decidiram não aderir ao modelo de renovação proposto pelo governo.

Com isso, o sistema ficou com cerca de 2 GW med descontratados, gerando uma exposição involuntária das distribuidoras que, para cumprir seus contratos, foram obrigadas a adquirir energia elétrica em um momento de alta nos preços. Outro fator que contribuiu para uma menor oferta de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN) foi o atraso da entrada em operação de empreendimentos estruturantes de geração e transmissão.

Contudo, apesar desses sinais que apontavam para a redução da demanda, naquele momento, o governo incentivou um aumento no consumo de energia elétrica ao fomentar um preço mais baixo das tarifas. A sinalização contrária também ocorreu no âmbito do MCP, a partir do momento em que houve uma queda forçada no preço-teto da energia comercializada no curto prazo entre todos os agentes do setor elétrico, que era de R\$ 822/MWh e passou para R\$ 388/MWh.

Embora o governo quisesse resguardar o consumidor do impacto tarifário decorrente do aumento de custos de geração do sistema e garantir a modicidade tarifária, inevitavelmente tal impacto chegaria ao consumidor, ainda que com alguma defasagem na transmissão aos preços, em função da própria regulação tarifária da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Para evitar que esse impacto chegasse ao consumidor, o Tesouro aportou R\$ 21,3 bilhões na CDE entre 2013 e 2015. Apesar disso, como os aportes não foram efetuados de maneira tempestiva e o acúmulo de custos não foi repassado às tarifas, gerou-se uma forte pressão no fluxo de caixa das distribuidoras.

Adicionalmente, o governo adotou alguns expedientes para conter a elevação imediata da tarifa². O principal deles foi a chamada Conta-ACR (referente ao Ambiente de Contratação Regulada), mecanismo no qual foi utilizada a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para contratar operações de crédito junto a bancos credores para compensar a dificuldade de caixa das distribuidoras. Ao todo, foram contratados empréstimos de R\$ 21,7 bilhões, remunerados a taxas de mercado, que começaram a ser pagos em 2015 e terminam em 2020.

² (i) Redução do limite máximo do PLD de R\$ 822/MWh para R\$ 388/MWh;

(ii) Realização de leilão de energia existente em 2014 para entrega no mesmo ano (A-0);

(iii) Criação do Conta-ACR (Decreto 8.221/2014);

(iv) Transferência do custo da geração fora da ordem de mérito do consumidor para o gerador (Resolução CNPE 03/2013).

Em 2015, os efeitos dos custos represados foram, finalmente, repassados ao consumidor por meio de reajuste tarifário extraordinário médio de 23% na tarifa das distribuidoras, além de revisões e reajustes ordinários, bem como a instituição das bandeiras tarifárias, que passaram a funcionar naquele ano. Sendo assim, o impacto total na tarifa ultrapassou 40% na maioria das distribuidoras e a CDE deixou de ser financiada, preponderantemente, por aportes do Tesouro Nacional.

A partir de 2016, o setor de energia elétrica passou a tomar outros rumos, com o lançamento da Consulta Pública nº 33 – CP 33, que propôs uma série de reformas no intuito de fortalecer o mercado livre de energia, racionalizar os encargos setoriais e estabelecer ajustes nas regras de concessão. Além disso, foi proposto projeto de lei para permitir a privatização da Eletrobras e alterações regulatórias para viabilizar a privatização de suas distribuidoras.

No setor de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo brasileiro (*upstream*), pode-se observar uma inflexão na política pública a partir de 2005. Entre 1997, quando foi publicada a Lei do Petróleo, e 2005, a tônica da política para o setor foi de abertura do mercado e atração de investimentos privados, com a Petrobras deixando de ser monopolista e passando a competir com empresas privadas pelos direitos exploratórios. A política de conteúdo local nos investimentos de exploração e desenvolvimento fazia parte dos contratos de concessão desde a primeira rodada de licitações, mas foi a partir da sétima rodada, em 2005, que a política se tornou mais detalhada, rigorosa e complexa.

Em suma, trata-se do primeiro sinal de uma mudança na ênfase da política para o setor, em que a priorização do objetivo da exploração do potencial petrolífero passa a conviver com outros objetivos de política pública, como, no caso, o desenvolvimento da cadeia de fornecedores de bens e serviços para a exploração e produção de petróleo. Porém, a política de conteúdo local não foi bem-sucedida: as exigências se revelaram elevadas e complexas demais, atrasando o desenvolvimento dos campos leiloados e resultando num acúmulo de pedidos de isenção dos requerimentos na ANP.

Essa mudança de ênfase da política pública para o setor de petróleo e gás torna-se ainda mais explícita a partir da descoberta de jazidas com elevado potencial no pré-sal. Em 2008, a Petrobras produzia o primeiro óleo da camada pré-sal no campo de Jubarte, além de apresentar um ritmo forte de descobertas de jazidas com elevado potencial. A produção estava em crescimento, impulsionada pela alta no preço do petróleo, que naquele ano apresentou seu pico histórico chegando a US\$ 144/barril.

Diante desse cenário, começava-se a discutir um novo modelo para a exploração e produção na camada pré-sal. Com o objetivo de reservar áreas com bom potencial de descobertas o pré-sal, o Governo retirou a oferta desses campos da 10ª rodada de concessões em dezembro de 2008, e o resultado foi uma arrecadação fiscal muito menor em relação aos leilões passados. Enquanto se discutia a melhor forma de desenvolver a riqueza do pré-sal, não houve leilão de concessão de direitos exploratórios de petróleo e gás de 2009 a 2012, atrasando o aproveitamento das reservas nacionais.

Em 2010, foi assinado o contrato de cessão onerosa, em que a União cedeu 5 bilhões de barris à Petrobras em campos do pré-sal, mediante o pagamento de US\$ 42 bilhões pela companhia. Esse contrato de cessão onerosa previa uma

revisão para reestabelecer o equilíbrio econômico-financeiro do contrato, a qual deveria se iniciar após a fase de exploração dos campos, que ocorreu em dezembro de 2014.

Dada a reconhecida dificuldade de o governo realizar negociação com agente de mercado e em virtude de inexistência de um mecanismo formal para a resolução de controvérsias, até hoje não se concluiu o processo de revisão da cessão onerosa, o que mostra ter sido um erro incluir a obrigatoriedade de revisão no contrato de cessão onerosa. De fato, essa ausência de definição na revisão gera um alto de custo de oportunidade, na medida que dificulta o aproveitamento do volume excedente de petróleo nos campos da cessão onerosa.

Também, em 2010, foi estabelecido o regime de partilha. O primeiro leilão ocorreu apenas em 2013, após 5 anos sem a realização de qualquer tipo de leilão no setor. Nesse leilão, o bloco de Libra foi licitado no regime de partilha, com oferta única pelo preço mínimo fixado para o bônus de assinatura, de R\$ 15 bilhões.

A partir de 2016, o setor de petróleo contou com uma nova política de exploração e produção, estabelecendo calendário prévio de leilões de concessão e partilha. Houve também uma simplificação nas exigências de conteúdo local e a remoção da exigência de que a Petrobras fosse operadora de todos os campos em regime de partilha. O conjunto dessas ações promoveu a previsibilidade e a atratividade dos leilões de petróleo. Entre 2017 e 2018, foram realizados 4 leilões (partilha e concessão) que geraram arrecadação fiscal de R\$ 13,6 bilhões.

No âmbito do refino, distribuição e revenda de combustíveis (*downstream*), a partir da Lei do Petróleo, Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e da constituição da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), a tônica da política pública foi de afrouxamento gradual dos mecanismos de controle de preços.

Em 2002, com a liberalização plena da formação de preços dos combustíveis, estes passaram a ser determinados pelos custos de produção, os tributos incidentes, dentre os quais a Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico (CIDE), as margens de transporte e comércio, bem como os preços de derivados no mercado internacional, adicionado, neste caso, às variações cambiais.

Apesar dessa mudança no marco regulatório, sob o aspecto concorrencial, predominava um ambiente altamente concentrado no subsetor de refino de petróleo, em decorrência da estrutura de mercado quase-monopolista da Petrobras, que atuava em todos os elos concorrenciais da cadeia. Portanto, na prática os preços do setor eram influenciados sobremaneira pelas políticas internas de preços da Petrobras, que nem sempre seguiam tempestivamente as tendências dos preços internacionais e algumas vezes, como no caso do GLP, embutiam objetivos de política pública. Isso impactava a dinâmica dos mercados tanto dos derivados de petróleo, como a gasolina, o diesel, e o GLP, quanto dos biocombustíveis como o etanol.

No ano de 2016 a dinâmica do mercado interno de combustíveis é significativamente alterada em virtude dos seguintes fatores: (i) alteração na política de formação dos preços domésticos de combustíveis pela Petrobras; (ii) o programa de desinvestimento da Petrobrás; (iii) ampliação dos importadores de combustíveis licenciados pela ANP; (iv) ampliação da capacidade de armazenagem de produtos em terminais portuários privados.

Em maio de 2018, foi deflagrada a greve dos caminhoneiros, que colocou em risco o abastecimento de combustíveis e a normalidade da economia do país. Como solução emergencial, o governo estabeleceu um subsídio de até R\$ 0,30 por litro de diesel comercializado às distribuidoras, com limite global de R\$ 9,5 bilhões e duração prevista até dezembro de 2018.

A situação do setor de gás natural espelha em muitos aspectos a do setor de combustíveis. Um novo marco regulatório foi instituído por meio da Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, denominada “Lei do Gás Natural”, que introduziu inovações importantes, dentre as quais, destacam-se: (i) regime de concessão para gasodutos de transporte como regra geral; (ii) o conceito da comercialização de gás natural direto com produtores, comercializadores e importadores; (iii) criação de novos agentes: autoprodutor, autoimportador e consumidor livre.

Essas inovações, no entanto, não eliminaram outras barreiras importantes na indústria brasileira de gás natural que comprometem a competitividade. Em especial, aquelas relacionadas à infraestrutura de transporte de gás natural, tal como o baixo nível de desenvolvimento da malha de dutos, e à concentração do mercado, marcado pela estrutura verticalizada da Petrobras, com forte presença em todos os segmentos da cadeia.

A partir de meados de 2016, teve início o programa “Gás para Crescer”, com o objetivo de propor medidas concretas de aprimoramento do arcabouço normativo do setor de gás natural. As mudanças foram consolidadas por meio de uma proposta legislativa (Projeto de Lei nº 6.407/13) que dispõe sobre medidas para fomentar a indústria de gás natural e revoga a Lei nº 11.909/09. Um dos principais objetivos dessa proposta é desverticalizar o segmento de transporte de gás natural.

2.2. Onde estamos agora?

Atualmente, encontram-se no Congresso Nacional as proposições de reforma do setor elétrico (PL 1.917/2015) e de privatização da Eletrobras (PL 9.463/2018). Apesar da rejeição do PL 10.332/2018, cujo objetivo era incentivar a privatização das distribuidoras da Eletrobrás, foram privatizadas 4 distribuidoras, restando duas: a Amazonas Energia e a Companhia Energética de Alagoas (CEAL), cujo certame está impedido por entraves jurídicos no STF.

O setor de petróleo vive a expectativa de leilão do volume excedente à cessão onerosa, do qual esperam-se resultados expressivos em função dos elevados volumes das áreas. Para tanto, faz-se necessária a conclusão do processo de revisão da cessão onerosa, que espera a apreciação pelo Senado do PL 8.939/2017.

No setor de combustíveis, especialmente a partir da greve dos caminhoneiros, a ANP tem intensificado a discussão de aspectos concorrenciais, colocando em consulta pública cinco temas: (i) periodicidade do reajuste dos preços dos combustíveis; (ii) venda direta de etanol aos postos revendedores; (iii) política de transparência na formação dos preços; (iv) verticalização na cadeia de combustíveis; (v) fidelidade às bandeiras. Com essas iniciativas, a agência procura

avancar na agenda de defesa da concorrência no setor de combustíveis.

No setor de gás natural, as medidas propostas, no âmbito do Gás para Crescer, encontram-se em discussão no Congresso Nacional no PL 6.407/2013. Concomitantemente, a ANP estuda a implementação de medidas infralegis para promover a concorrência e atrair investimentos privados no setor.

2.3. Aonde queremos ir?

O conjunto de medidas tramitando no Congresso Nacional que tratam do marco regulatório do setor energético (energia elétrica, petróleo e gás natural) vão no sentido de ampliar os mercados, aumentar a concorrência, prover maior segurança jurídica e, conseqüentemente, fomentar novos investimentos no setor.

Na reforma do setor elétrico, propõem-se medidas para modernizar e fortalecer o mercado de energia elétrica, a exemplo das seguintes: redução gradual dos critérios de enquadramento de consumidores livres; flexibilização dos critérios de contratação e migração do Ambiente de Contratação Regulado (ACR) para o Ambiente de Contratação Livre (ACL); separação de lastro e energia; segregação dos componentes energia, tarifa de rede e encargos setoriais; e ajustes regulatórios na CDE.

O Projeto de Lei (PL) da privatização da Eletrobras trata de alterações legislativas necessárias para endereçar algumas funções estatais atualmente exercidas pela Companhia, a fim de viabilizar sua futura condição de empresa privada. O modelo proposto se concretizará por meio de aumento do capital social, sem que a União acompanhe esta subscrição. Além da capitalização da Eletrobras, a Assembleia Geral de seus acionistas terá de aprovar uma série de condições para que essa privatização se efetive. A que mais repercute na regulação setorial consiste na celebração de novos contratos de concessão de geração de energia elétrica, com a alteração do regime de cotas de garantia física para o regime de produção independente de energia, a chamada descotização.

No setor de petróleo, a principal medida legislativa é o PL da Cessão Onerosa, que busca viabilizar a licitação do volume de petróleo excedente ao contrato de cessão onerosa firmado em 2010, podendo trazer até US\$ 25 bilhões de bônus de assinatura para a União. Esse PL disciplina alguns pontos da revisão do contrato e da licitação do volume excedente à cessão onerosa. Além disso, traz a possibilidade de a Petrobras vender até 70% dos seus direitos neste contrato.

No setor de combustíveis, o principal desafio é encontrar mecanismo de suavização dos preços, que, em tese, poderia passar por renovação do subsídio, cujo prazo legal se exaure em dezembro de 2018, ou pela adoção de imposto regulatório.

Além desse desafio, no médio prazo, é preciso traçar uma estratégia para ampliar a concorrência no setor de combustíveis, visando criar um mercado com maior transparência e ampliar a percepção de legitimidade, por parte da sociedade, em relação à formação dos preços. Nessa estratégia, é necessário discutir o papel da desmobilização de ativos de refino e de infraestrutura de

distribuição pela Petrobras, na perspectiva de que o mercado resultante seja mais aberto e com pluralidade de agentes.

No setor de gás, o PL do gás natural, na forma do substitutivo apresentado pelo deputado Marcus Vicente em dezembro de 2017, busca mitigar os efeitos negativos da concentração desse mercado e traz medidas para expandir a concorrência, a exemplo das seguintes: possibilidade de restringir a participação de mercado de agentes dominantes; acesso não discriminatório às *essential facilities* e mecanismos de desverticalização do segmento de transporte.

O mercado de gás natural brasileiro necessita convergir para uma estrutura de mercado mais competitiva e transparente, em que exista um número maior de *players* atuando em todos os elos dessa cadeia produtiva. Essa nova estrutura é essencial para atrair investimentos necessários para modernizar e ampliar as infraestruturas disponíveis no país.

3. ENERGIA ELÉTRICA

3.1. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE: racionalização

3.1.1. Contextualização

A CDE foi criada em 2002³, apresentando como objetivos: (i) promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional; (ii) garantir recursos para atendimento à subvenção econômica destinada à modicidade tarifária aos consumidores da Subclasse Residencial Baixa Renda⁴; e (iii) promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, termo solar, fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, outras fontes renováveis e gás natural (fontes incentivadas).

³ Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

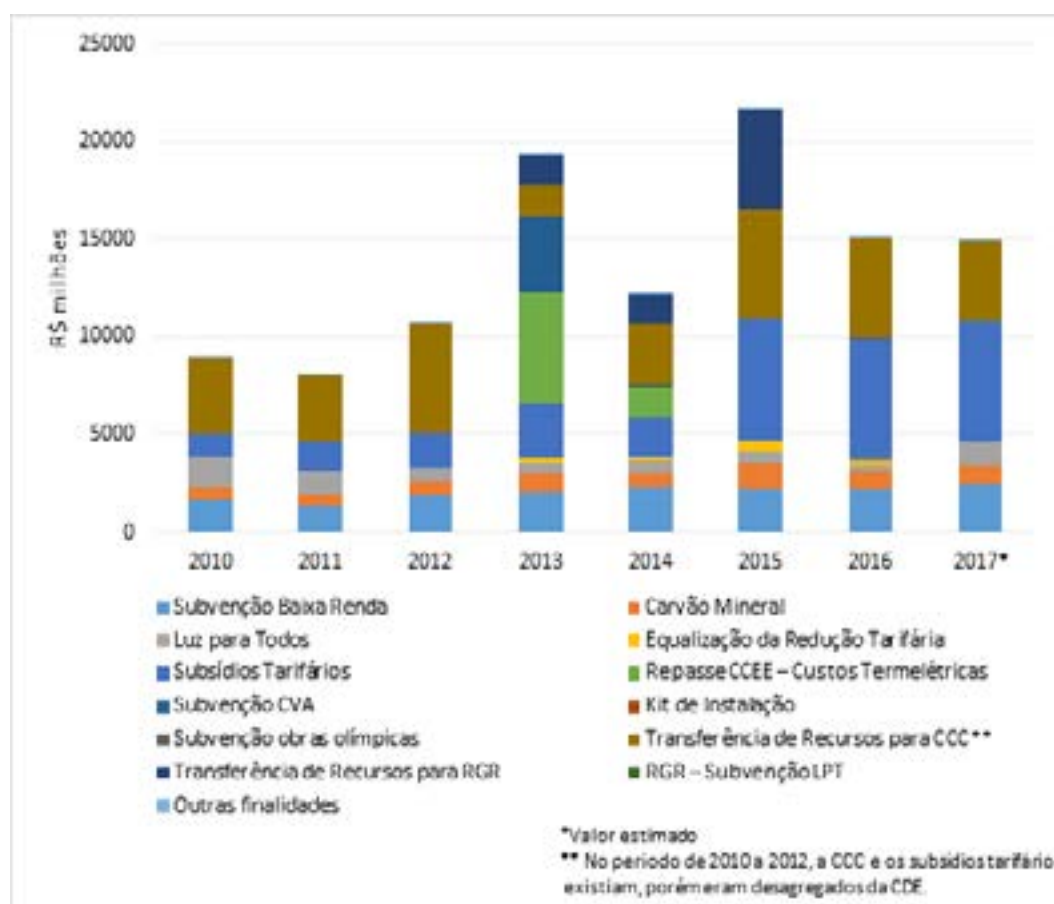
⁴ Tarifa Social de Energia Elétrica – TSEE.

A Conta se tornou um fundo setorial que provê recursos para o custeio de diversas políticas públicas associadas a energia elétrica e possui como principal fonte de receita as quotas anuais⁵, que são pagas pelos agentes que atendem consumidores finais, cativos e livres, mediante repasse de encargo nas Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST) e Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD) de energia elétrica.

No decorrer dos anos, foram alterados itens do regime da composição e aplicação dos recursos da CDE. As modificações mais relevantes foram feitas a partir da Lei nº 12.839, de 9 de julho de 2013; da Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016 e, principalmente, da MP 579 de 11 de setembro de 2012, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013. A MP 579/2012 adicionou o atendimento à modicidade tarifária à lista de objetivos da CDE e estabeleceu como nova fonte de recursos para a Conta os aportes do Tesouro Nacional vinculados à Itaipu Binacional. Essa alteração fez com que um aglomerado de subsídios fosse centralizado na CDE, que por sua vez contaria com recursos do Orçamento Geral da União (OGU). A Conta cresceu significativamente a partir de 2013, com despesas sempre justificadas no atendimento da modicidade tarifária, como observado na Figura 1.

Figura 1: Despesas CDE de 2007 a 2017

(Adaptado de: Relatório Preliminar da Proposta de Redução Estrutural da CDE. MME, 2018)



⁵ O valor das quotas alocado aos submercados Sul e Sudeste/Centro-Oeste é 4,53 vezes o valor alocado aos submercados Norte e Nordeste.

A CDE é financiada tanto por subsídio público quanto por subsídio privado, ou cruzado. Antes de 2013, essa Conta⁶ era financiada preponderantemente por subsídio cruzado, por meio das quotas, que oneravam a conta dos consumidores. Entre 2013 e 2014, a CDE passou a ser majoritariamente financiada por meio de subsídio público, via aportes diretos do Tesouro Nacional. A partir de 2015, esses aportes foram descontinuados, levando a substanciais aumentos nas contas dos consumidores de energia elétrica.

Houve um demasiado crescimento dos subsídios tarifários a partir de 2015, cuja maior despesa é atribuída aos descontos de TUST e TUSD para fontes incentivadas. Ainda no gráfico, cabe observar que a quantidade pequena de recurso transferida para a Conta de Consumo de Combustíveis - CCC em 2013 se dá pela existência de saldo anterior da Conta, que era mantida pelo encargo CCC existente até então. Ou seja, essa despesa, que gira em torno de R\$4,5 bilhões anuais, já era mantida pelo consumidor de energia elétrica via encargo erradicado na MP 579/2012.

No intuito de promover maior racionalização da CDE, a Lei nº 13.360/2016 atribuiu ao Poder Concedente a obrigatoriedade de apresentar um plano de redução estrutural das despesas da Conta, uma vez que houve ampliação sistemática dos seus objetivos.

Atualmente a CDE provê recursos para:

- Universalização de serviço de energia elétrica – “Programa Luz para Todos - PLpT”;
- Desconto a consumidores residenciais de baixa renda;
- Dispêndios da CCC⁷;
- Subvenção ao Carvão Mineral Nacional⁸;
- Desconto na TUST e TUSD para fontes incentivadas;
- Desconto nas tarifas de energia elétrica para consumidores classificados como Rurais, Rurais Irrigantes/Aquicultores e prestadores de serviço público de água, esgoto e saneamento e de serviço público de irrigação;
- Subvenção para compensar o impacto tarifário - das cooperativas de eletrificação rural, concessionárias ou permissionárias;
- Cobertura dos custos administrativos, financeiros e tributos da gestão e movimentação da CDE, da CCC e da RGR pela CCEE.

3.1.2. Diagnóstico

Observado o histórico da Conta, percebe-se que, com o decorrer dos anos, seus objetivos iniciais foram expandidos, fugindo do escopo do desenvolvimento energético.

⁶ A partir de 2013, a CDE incorporou despesas da Conta CCC, possibilitou-se a transferência de recursos entre a CDE e a RGR, e foram centralizados alguns subsídios tarifários existentes.

⁷ Subsidiar os custos anuais de geração em áreas não integradas ao Sistema Interligado Nacional.

⁸ Cobertura do custo de combustível de empreendimentos termelétricos.

Também se depreende que a CDE se tornou um caminho fácil para a diluição de subsídios e resolução de passivos e litígios do setor elétrico, uma vez que o impacto tarifário é escamoteado ao diluir seus efeitos para uma ampla base de consumidores. Isto porque, como já exposto, nos dias atuais, a maior parte dos recursos da CDE é arrecadado pelas quotas de consumo.

Não é incomum perceber tentativas recorrentes da inserção de alguma nova despesa à CDE para atendimento de interesses específicos de agentes do setor. Quando alguma proposta legislativa do setor elétrico tramita no Congresso Nacional, é comum a existência de propostas de emendas parlamentares que buscam incluir novas despesas na Conta.

Apesar das reiteradas tentativas de ampliar o escopo dos objetivos da CDE, alguns avanços já foram feitos no intuito de diminuir sua despesa. A retirada da possibilidade genérica de atendimento à modicidade tarifária, a convergência no valor das quotas entre os submercados, a gradação das quotas entre baixa, média e alta tensão e a data limite à subvenção ao carvão mineral nacional são exemplos desses avanços.

3.1.3. Propostas

No sentido de trazer racionalidade à implementação de políticas públicas e maior transparência ao real custo da energia elétrica, resultando no uso mais racional e eficiente dos insumos energéticos brasileiros e gerando benefícios ao consumidor de energia elétrica, apresentam-se algumas propostas de diretrizes e pontos de atenção sobre a CDE, bem como a necessidade de redução dos subsídios, diante do diagnóstico anteposto.

3.1.3.1. Mecanismo de acompanhamento e avaliação dos subsídios

Primeiramente é importante salientar que a gestão e acompanhamento dos subsídios é primordial para um bom funcionamento da dinâmica da conta. É importante definir metas, formas de acompanhamento, avaliação e prazo para o subsídio, de modo que, uma vez que se revele ineficaz ou já tenha alcançado o objetivo pretendido, este seja descontinuado.

Segundo o Orçamento de Subsídios da União⁹, a governança dos subsídios necessita de aperfeiçoamento institucional, uma vez que o processo para a concessão da maioria dos subsídios, ainda carente de institucionalidade de avaliação *ex ante*, facilita o acesso a esses recursos públicos sem qualquer garantia de efetividade. Esta observação também é válida para os subsídios cruzados, que desde 2015 constituem a maior parte dos recursos que financiam a CDE.

Em virtude da insuficiência de informações relativas ao alcance dos objetivos estabelecidos, há dificuldade na avaliação *ex post* dos subsídios, restringindo a transparência e o controle deste mecanismo de financiamento da ação governamental. Logo, entende-se que a governança é uma prática que deve ser adotada nos subsídios do Setor Elétrico incorporados na CDE.

⁹ Disponível em:

http://www.fazenda.gov.br/centrais-de-conteudos/publicacoes/orcamento-de-subsidios-da-uniao/arquivos/osu_segundaedicao_vfinal.pdf/@download/file/OSU_SegundaEdicao_VFinal.pdf. Acesso em 27/08/2018

3.1.3.2. Necessidade de um teto de gastos

Dado o histórico da CDE, avalia-se o estabelecimento do teto de gastos da CDE como uma medida imprescindível para execução do plano de redução estrutural nas despesas da Conta, previsto na Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002¹⁰. Para que isso ocorra, há necessidade de alteração legal, tornando-se necessário incluí-la no bojo das discussões legislativas sobre a reforma do setor elétrico.

Em relação ao teto, uma possibilidade é partir do nível de despesas em 2017, R\$ 15 bilhões. Contudo, caso entenda-se que esse nível é elevado, pode-se tomar como referência a despesa realizada em outro ano, o que garantiria uma redução mais expressiva nos dispêndios da CDE.

O relatório final do Grupo de Trabalho instituído¹¹ para elaboração do Plano de Redução das Despesas da CDE¹² recomenda fórmula para ajustar esse teto, considerando a expectativa de crescimento do mercado de energia elétrica. Também se coloca a possibilidade de as despesas serem corrigidas pela taxa de inflação.

Para esse modelo que estabelece um teto legal de despesas da CDE por meio de alteração legislativa, seria apropriado a adoção de um rito orçamentário semelhante ao que se pratica no âmbito do orçamento da União. Nesta lógica, havendo necessidade de contingenciamento, primeiro é efetuado um corte percentual linear nas despesas e posteriormente são avaliadas as prioridades e necessidade de revisão desse percentual contingenciado, nos moldes do Decreto de Programação Orçamentária e Financeira publicado pelo poder executivo todos os anos.

Para a avaliação de prioridades dos pagamentos, pode ser constituído um comitê interministerial, em parceria com a ANEEL e a CCEE, responsável por analisar questões técnicas, sociais e orçamentárias em conjunto, ouvidos todos os afetados e interessados pelos subsídios da CDE, e dando ampla publicidade e transparência de seus atos.

A existência do teto dificultará o repasse dos passivos do setor para os consumidores. Esta é uma consideração importante quando se observa que a CDE, historicamente, vem absorvendo despesas alheias a sua finalidade e sofrendo pressões recorrentes para incluir novas despesas à Conta, muitas vezes decorrentes de litígios entre agentes do setor, que poderiam ser equacionadas de outro modo, sem onerar os consumidores de energia elétrica.

3.1.3.3. Considerações acerca dos subsídios existentes

De um modo geral, é necessário ponderar se o subsídio custeado pela CDE está corretamente alocado, quais distorções provoca, se está compatível com a regulação do setor elétrico, entre outros pontos. A partir dessa ótica, entende-se

¹⁰ § 2º-A do inciso XIII do artigo 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002.

¹¹ Portaria MME nº 484, de 4 de outubro de 2016.

¹² Disponível em:

http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_auth=N5BDxUJO&p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_arquivoid=583&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_javax.portlet.action=downloadArquivoAnexo.

Acesso em 25/10/2018.

que há espaço para modificações, que podem, inclusive, ser propiciadas pelo Poder Executivo e que beneficiariam o consumidor final de energia imediatamente.

Alguns subsídios, mesmo que concedidos via Lei, permitem flexibilidades normativas que podem ser utilizadas, contribuindo para diminuição das despesas da CDE, como é o caso de percentuais de desconto de fontes incentivadas nos encargos de transmissão e distribuição. Para essas fontes, a legislação garante o desconto mínimo de 50%, sendo o desconto superior a esse percentual para alguns casos, conforme estabelecido na Resolução Normativa nº 77 de 2004 da ANEEL.

Sugere-se que esses percentuais sejam revistos pelo regulador com alteração da normativa supracitada, ou que a própria Lei seja revista para extinguir os descontos aos novos empreendimentos, tendo em vista que as fontes incentivadas já são competitivas. Toma-se como exemplo o 27º Leilão de Energia Nova A-4 realizado em maio de 2018, em que o deságio médio da energia eólica foi de 73,49%, resultando num preço de R\$ 67,60¹³. A título de comparação, no 2º Leilão de Fontes Alternativas, em 2010, a energia é comercializada a R\$215,32¹⁴. O preço observado no 27º leilão também é mais baixo do que o preço de algumas Usinas Hidrelétricas (UHE) em regime de cotas¹⁵. Vale salientar que a medida teria escopo limitado a novos projetos, portanto não haveria efeito financeiro imediato.

Outro ponto relevante acerca desses subsídios é que a sua trajetória de crescimento é altamente correlacionada ao crescimento do mercado livre. Isso ocorre por que o consumidor especial do ACL também possui desconto na TUST e na TUSD, configurando uma sobreposição de incentivos para a migração ao mercado livre. Nesse sentido, dado o atual cenário no mercado de energia, no qual sua abertura se apresenta como uma demanda crescente da sociedade, a tendência é que esse subsídio onere cada vez mais a CDE. Conforme dados da ANEEL, apresentados no 1º Seminário de Energia da Sefel, este subsídio foi o que mais cresceu proporcionalmente nos últimos quatro anos.

O Poder Executivo tem autonomia e legitimidade para recalcular, rever premissas ou até mesmo eliminar subsídios da CDE por ele instituídos. Assim, alguns aprimoramentos nos seguintes subsídios da CDE já podem ser feitos: (i) Serviço Público de água, saneamento e esgoto; (ii) rurais; e (iii) Rurais Irrigantes e Aquicultores¹⁶. Estes, no ano de 2017, representaram despesa da ordem de R\$ 4,04 bilhões imputados à Conta¹⁷. Cabe destacar ainda que é discutível a alocação

¹³ Disponível em:

http://www.Aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/leilao-de-geracao-a-4-termina-com-desagio-de-59-07-/656877?inheritRedirect=false.

Acesso em: 16/08/2018.

¹⁴ Valores em base de maio de 2018 atualizado pelo IPCA.

¹⁵ Ao afirmar que a energia eólica é mais barata que UHEs em regime de cotas, há que se ponderar o fato de que essa comparação é imperfeita. As duas fontes não são totalmente comparáveis, dada a segurança energética que a energia hidráulica das cotistas fornece para o sistema. Além disso, o preço da energia comercializada em cotas não engloba o custo do risco hidrológico que é pago diretamente pelos consumidores no regime de cotas de garantia física, ou seja, essa energia pode sair mais cara. Por outro lado, há que se preponderar que o incentivo dado pelos descontos tarifários à energia eólica torna esse preço mais baixo.

¹⁶ Tais benefícios são regulados pelo Poder Executivo através do Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013; Decreto nº 62.724, de 17 de maio de 1968 e Portaria do Ministério de Infraestrutura nº 45, de 20 de março de 1992 e pela ANEEL através da Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010.

¹⁷ Dados ANEEL..

dessas despesas à CDE, visto que o recurso não é aplicado ao setor elétrico, mas sim nos setores aos quais esses consumidores se encontram ligados.

Ainda a respeito da alocação, observa-se que esses descontos são decorrentes de políticas muito antigas, iniciados através das Portarias 42 e 45, de 1992, do extinto Ministério de Infraestrutura. A política foi carregada para a CDE mesmo não contribuindo para a regularidade, a continuidade a segurança, a atualidade, e a generalidade na prestação dos serviços de energia elétrica, que são premissas básicas do regime regulatório e tarifário do setor elétrico.

Quando não relacionado com a temática do setor elétrico, o encargo da CDE cobrado nas faturas do serviço de distribuição de energia elétrica constitui, em essência, apenas uma forma de concretizar políticas de governo para outros setores.

Desta maneira, para racionalizar e diminuir distorções na alocação dos subsídios concedidos pelo governo, entende-se que o mérito e destinação desses subsídios sejam rediscutidos e avaliados sistematicamente, considerando inclusive a sua focalização para setores e segmentos em que realmente haja necessidade de atendimento social ao beneficiário.

3.1.3.4. Sugestões de alteração legislativa

- Adição de dispositivo sobre a inclusão de teto de despesas da CDE na Lei nº 10.438/2002.
- Adição de dispositivo sobre rito de acompanhamento e avaliações periódicas dos subsídios na Lei nº 10.438/2002.
- Revisão do Decreto 7.891/2013; do Decreto 62.724/1968; e da Portaria do Ministério de Infraestrutura 45/1992, que tratam dos subsídios Rurais, Rurais Irrigante e Aquicultores e Serviço Público de Água e Esgoto.
- Revisão da Resolução Normativa ANEEL 77/2004, que trata dos descontos TUST e TUSD para fontes incentivadas.

3.2. O risco hidrológico e o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)

3.2.1. Contextualização

O MRE passou a vigorar por meio do Decreto 2.655, de 2 de julho de 1998 e tem por objetivo compartilhar o risco hidrológico entre as UHEs participantes do mecanismo, sendo opcional para as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e obrigatório para as demais geradoras dessa fonte.

¹⁸ Isto é, a existência de várias usinas em cascata. Nessas usinas, a operação ótima individual pode não necessariamente corresponder à ótima global do sistema. Isto quer dizer que, a produção de energia de uma usina libera mais água para o reservatório da UHE seguinte, melhorando o seu potencial de produção.

O risco hidrológico, que é o risco associado ao volume de água dos rios e, consequentemente, ao volume de água dos reservatórios, é inerente à geração hidrelétrica e possui três componentes: o ciclo natural da água; a disposição das hidrelétricas ao longo de um mesmo fluxo¹⁸ e a operação centralizada no Operador Nacional do Sistema Elétrico¹⁹ (ONS).

A Garantia Física (GF) é uma grandeza físico-econômica medida em MW médio, que representa a contribuição de cada usina para a confiabilidade energética do Sistema Interligado Nacional (SIN). Ela é o limite máximo de contratação de um gerador no sistema e representa seu fator de participação no MRE. As GFs são atribuídas pelo poder concedente às UHEs no ato da outorga da concessão e podem ser revistas a cada cinco anos, com um limite de 5% em cada revisão e 10% no total. A metodologia para definição da GF pelo governo envolve cálculo econômico que simula a remuneração esperada de uma usina no MCP.

Do ponto de vista individual de cada UHE, esses itens, além da própria carga (demanda) do sistema, representam exemplos de riscos de mercado, e não são diretamente gerenciáveis pelos agentes. Apesar disso, de maneira indireta, esses agentes podem diminuir sua exposição a esses riscos por meio, por exemplo, da formação de um *portfólio* de ativos diversificados e descorrelacionados.

A calibração de um nível de contratação menor do que a GF resulta numa “folga” que os geradores podem liquidar no MCP. Essa “folga” reduz o risco de o gerador ter de desembolsar recursos para comprar energia no MCP em momentos de estresse hídrico, para cumprir suas obrigações contratuais.

No caso da construção de um *portfólio* de ativos pelo gerador, o gerenciamento de risco hidrológico pode ser feito por meio de fontes não correlacionadas à hídrica, tais como eólica, solar e térmica, que permite entregar energia especialmente em períodos de hidrologia crítica.

O MRE é um sistema que compartilha esses riscos individuais de cada usina com todas as UHEs de seu submercado e entre os submercados do país. A participação relativa de cada UHE no MRE é medida pela razão entre sua GF e a soma das GFs de todos os participantes do MRE. Uma GF mal determinada pelo Poder Concedente representa um subsídio cruzado de um agente para outro.

O compartilhamento dos riscos no MRE é feito contabilmente, sem a contrapartida energética, e ocorre em dois níveis: primeiro, dentro do submercado, entre as UHEs componentes; e, depois, entre todos os submercados de UHEs integrantes do SIN.

Em cada período de comercialização, equivalente a 15 minutos, apuram-se as produções e as GFs de cada UHE. Com essas informações, afere-se o fator de ajuste do MRE daquele período, dado pela razão entre o somatório da geração de todas as UHEs participantes do MRE e suas respectivas GFs²⁰. Na sequência, o

¹⁹ Órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), que define quais UHEs serão despachadas com base nas necessidades de consumo do SIN, do parque hidrotérmico brasileiro e nas projeções de hidrologia futura.

²⁰ De acordo com as regras de comercialização, o Fator de Ajuste do MRE é limitado a 1. O excedente global de geração no mecanismo, que resultaria em um fator superior a 1, é tratado sob o acrônimo de “energia secundária”. Para simplificar a explicação, esse texto manterá a designação de fator de ajuste para ambos os cenários ou utilizará a sigla GSF.

fator de ajuste é aplicado à GF de cada UHE, determinando o montante que lhe é devido em relação ao volume total de energia gerado pelos condôminos do MRE. O mesmo cálculo feito para todas as UHEs é, em seguida, feito para cada submercado, momento no qual se identificam os submercados deficitários e superavitários.

A partir dessa determinação, compara-se o volume individualmente gerado pela UHE com o fator de ajuste aferido em seu submercado específico. Se a UHE tiver gerado além do montante equivalente a esse ajuste, o excedente é repassado às UHEs que estejam em situação deficitária dentro do submercado, até que todas as UHEs do submercado estejam no mesmo nível de alocação. Caso essa alocação dentro do submercado seja insuficiente para que as UHEs atinjam o fator de ajuste calculado para todo o MRE, ou seja, caso o submercado seja deficitário, as UHEs desse submercado terão direito à produção excedente dos submercados superavitários, até que todas as UHEs do país percebam um mesmo fator de ajuste.

A relação entre o total de geração verificada e o total de GF de todo o MRE é chamada de GSF (*Generation Scaling Fator*): quando a geração verificada total excede a GF total, o fator GSF é maior que 1. Nesse caso, o excedente do MRE é chamado de “energia secundária” e a receita dela decorrente, liquidada ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), é distribuída a todos os integrantes do MRE na proporção de suas GFs. Quando o GSF é menor que 1, as UHEs do mecanismo possuem direitos a montantes de energia gerada inferiores às suas garantias físicas. Por conseguinte, cada UHE que tiver vendido contratos acima do montante recebido via MRE ficará exposta ao MCP e à volatilidade do preço spot, ou seja, deve pagar por essa energia na proporção de sua garantia física.

3.2.1.1. Histórico da alocação do risco hidrológico

Em 2001, ocorreu o primeiro estresse hídrico relevante no setor elétrico brasileiro, que ensejou o racionamento de energia elétrica no período de julho de 2001 até fevereiro de 2002. O racionamento foi necessário devido ao desequilíbrio e à ausência de aversão ao risco no modelo de formação de preços e pelo fato de a capacidade geradora complementar não ter sido suficiente para a manutenção do fornecimento pleno de energia elétrica, frente à depleção dos reservatórios.

Após investimentos em segurança energética através da expansão do parque gerador²¹, no período entre 2002 e 2010, e aprimoramento dos modelos de despacho e aversão ao risco, não houve a necessidade de medidas drásticas frente aos períodos secos ocorridos posteriormente. Nesses períodos, quando próximo ao estresse do parque hidráulico, o SIN atendeu a demanda através da geração termelétrica, o que ensejou maior custo de geração ao sistema como um todo e consequentemente custos associados ao GSF²².

²¹ Viabilizados pela implementação do Programa Prioritário de Termelétricidade e pela implementação do sistema de leilões e da contratação de energia nova e de reserva.

²² Nesse contexto, vale explicar que no parque hidrotérmico, cujo despacho é centralizado no ONS, o planejamento da operação tem como objetivo minimizar o Custo Total de Operação. O Custo Total corresponde à soma dos custos variáveis de todos os recursos utilizados, ou seja, o (i) custo de geração térmica, (ii) da geração hidrelétrica (ou de preservação de reservatórios) e (iii) o custo associado à falta ou ao racionamento de energia elétrica.

Em outras palavras, em 2001, com um parque gerador predominantemente hidrelétrico, a materialização do risco hidrológico resultou na supressão de demanda, com menos geração de receita aos geradores. Com a evolução do parque gerador a uma composição capaz de suprir a carga mesmo em períodos de má hidrologia, o que se angariou foi o apreçamento no MCP desse risco, arcado pelo gerador hidráulico. Entende-se, portanto, em linhas gerais, que o risco hidrológico sempre esteve alocado ao gerador de energia hidrelétrica.

Entre 2006 e 2007, frente a um período demasiado seco, os modelos computacionais de planejamento da operação não sinalizaram a preservação de reservatórios. Nesse contexto foi instituída a Geração Fora da Ordem de Mérito (GFOM), cujo custo foi atribuído ao consumidor via Encargos de Serviço do Sistema (ESS)²³.

Assim, a partir de 2007, o custo de geração adicional devido à má hidrologia foi dividido, sendo atribuído ao consumidor, via ESS, quando a geração, para garantir a segurança energética, não seguia a ordem de despacho planejada, e atribuído ao gerador quando a má hidrologia estava incorporada ao planejamento mensal modelado pelo ONS.

Em 2013, com a renovação antecipada das geradoras através da Lei nº 12.783/2013, o risco hidrológico das usinas renovadas em cotas foi atribuído ao consumidor do ACR. Também, em 2013, os custos relativos à GFOM foram atribuídos a todos os agentes de mercado através de Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)²⁴.

O estresse hídrico, somado às decisões operativas do SIN e a outros fatores que influenciam no despacho da geração pelo ONS, resultaram em redução expressiva do fator de ajuste do MRE (GSF), deixando os seus participantes fortemente expostos ao MCP nos últimos anos, especialmente desde 2013. Adicionalmente, a forte redução de demanda, oriunda da recessão que o país enfrentou a partir do último trimestre de 2014, contribuiu também de forma significativa para a redução da produção hidrelétrica.

Após uma série de ações judiciais impetradas pelos agentes expostos ao MCP em 2015, houve um travamento da liquidação no mercado spot, culminando em uma medida legislativa²⁵ que repactuou o risco hidrológico. Apesar de essa medida oferecer a possibilidade de repactuação do risco para agentes geradores que comercializavam energia nos ambientes livre e regulado, houve adesão apenas no ambiente regulado, no qual os agentes geradores transferem o risco hidrológico aos consumidores²⁶.

Em 2016, através de medida legislativa²⁷, também foi retirado do gerador (independentemente do ambiente de comercialização) o custo decorrente da GFOM que, desde 2017, é pago via ESS. Desta maneira, a alocação do risco hidrológico no tempo pode ser resumida conforme Figura 2.

²³ A Geração Fora da Ordem de Mérito foi estabelecida via Resolução do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE (Resolução nº 08/2007).

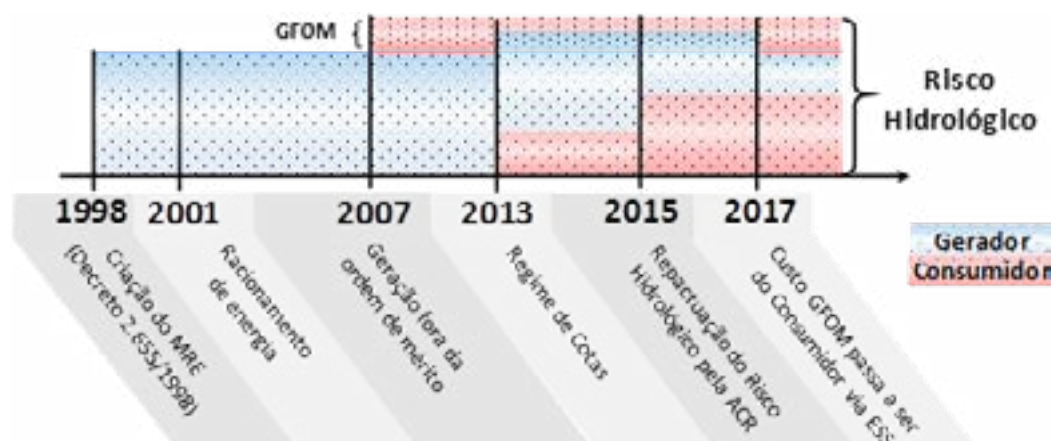
²⁴ Resolução CNPE nº 3, de 6 de março de 2013. Alguns agentes não participaram de tal rateio devido a decisões judiciais.

²⁵ Medida Provisória nº de 18 de agosto de 2015, posteriormente convertida na Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015.

²⁶ A transferência dos custos associados pode ser total ou parcial, condicionada ou não, mediante pagamento de prêmio de risco a ser pago pelos geradores, cujo aporte é feito na Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias.

²⁷ Medida Provisória nº 760, de 22 de junho de 2016, posteriormente convertida na Lei nº 13.360 de 17 de dezembro de 2016.

Figura 2: Alocação do risco hidrológico de 1998 a 2018



Elaboração Sefel/MF

3.2.2. Diagnóstico

Ainda que em menor proporção comparada à década de 90, a geração hidrelétrica continua sendo a principal fonte de fornecimento de energia elétrica no Brasil. Diante dessa importância, vale mencionar que o aumento dos custos decorrentes da forte exposição do MRE ao MCP é uma questão relevante no cenário atual e para contratações futuras de energia hidrelétrica.

Há riscos sistêmicos fora do âmbito hidrológico que não são gerenciáveis pelo gerador hidráulico. Pode-se apontar a mudança nas características do parque gerador, a ordem de despacho e a flutuação da demanda como os mais relevantes. A própria energia de reserva, contratada para assegurar o suprimento de acordo com o crescimento da carga, tem deslocado alguns geradores hidráulicos, frente à atenuação da demanda ocorrida nos últimos anos.

O MRE foi concebido em um parque gerador predominantemente hídrico, dado que o principal risco desse mecanismo era o próprio risco hidrológico. Nesse sentido, salienta-se a principal vantagem desse mecanismo, considerando apenas o risco hidrológico: o fato de que a produção conjunta de energia hidrelétrica no país é mais estável quando comparada à produção individual.

Essa estabilidade ocorre pela complementação dos períodos úmidos das diferentes bacias hídricas do país, que alimentam as cascatas em que as usinas estão inseridas. O mecanismo também gera mais equilíbrio na exposição ao mercado de curto prazo entre os geradores participantes.

Nesse sentido, a existência do MRE permite maior previsibilidade nas despesas a serem cobertas por todos os geradores quando o fator GSF está abaixo de 1, situação que era eventual, mas tem se tornado corriqueira. Apesar de apresentar vantagens, o MRE não tem sido capaz de reduzir o risco sistêmico ao qual os seus participantes estão sujeitos, gerando exposição involuntária ao MCP. No atual modelo de despacho, os riscos da operação não são diversificáveis.

Com o histórico dos últimos cinco anos de má hidrologia e o crescimento da representatividade dos riscos sistêmicos incorridos no MRE, percebe-se que, se não houver mudanças na gestão do mecanismo, a exposição do MRE ao MCP será ainda mais recorrente. Isso indica que esse mecanismo não está adequadamente

calibrado, sendo necessárias medidas estruturais para o reestabelecimento da funcionalidade eficiente do MRE, do mercado de energia elétrica e do SIN, sem gerar distorções econômicas.

No atual funcionamento do MRE, não existem incentivos para que os geradores invistam em melhorias visando a obtenção de ganhos de eficiência na capacidade de geração. Um dos motivos é que eventuais investimentos feitos pelos geradores com o intuito de melhorar a eficiência da operação não teriam reflexo direto no nível da sua GF. Esses investimentos que deixam de ser feitos poderiam diminuir a exposição ao MCP ou ampliar a capacidade de contratação de energia desse gerador.

Isso se dá pela diluição de tais ganhos na GF do MRE como um todo e pela baixa Tarifa de Energia de Otimização (TEO). Esta, essencialmente, paga a operação e manutenção da energia cedida pelas usinas que geraram acima do GSF praticado no período. Apesar disso, a TEO não reflete corretamente os custos associados a essa contribuição, tampouco remunera possíveis investimentos, portanto não incentiva a eficiência na produção de energia do MRE. Na atual configuração esse desincentivo é ampliado pelo fato de que a maior parte do custo da exposição do MRE ao MCP é diretamente repassada ao consumidor regulado de energia elétrica.

Outra característica que atrapalha o bom funcionamento do mecanismo é o fato que, no MRE, há diferentes tipos de empreendimentos e diferentes tipos de contratação, possibilitando a existência de subsídios cruzados entre os seus participantes.

O impacto do risco, uma vez realizado, em cada gerador do MRE depende da modalidade de contratação, a exemplo das três seguintes: (i) cotas de garantia física e cotas Itaipu; (ii) geradores com contratos no ACR e (iii) geradores com contratos no ACL.

Nas cotas de garantia física e cotas Itaipu, os montantes relativos à exposição do MRE ao MCP são repassados aos consumidores do ACR, em cada reajuste tarifário das distribuidoras, ou via bandeira tarifária²⁸. As concessionárias de distribuição absorvem esse custo no decorrer do ano e, no reajuste, o consumidor arca integralmente com a exposição. Logo, os custos sistêmicos e relacionados à hidrologia são inteiramente cobertos pelo consumidor, sem nenhuma contrapartida do gerador.

Os geradores com contratos no ACR tiveram a oportunidade de repactuação do risco hidrológico através da MP 688/2015, convertida na Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015. Conforme o produto escolhido pelo agente produtor, o risco pode ser completamente repassado ao consumidor ou compartilhado entre agente e consumidor, a depender do prêmio pago. Nessa modelagem, apesar da transferência de riscos, há uma contrapartida do gerador, possibilitando alguma gestão de sua parte e atenuando a possibilidade de ineficiências.

Para os contratos celebrados no ACL, a exposição ao MCP é completamente arcada pelo agente gerador. Neste caso, o agente está totalmente exposto ao risco, de modo que tanto os mecanismos para gestão dos riscos sistêmicos quanto do risco hidrológico podem refletir no próprio agente e até mesmo no MRE.

²⁸ Para Itaipu, a gestão da conta é feita pela Eletrobras, que absorve esses custos no decorrer do ano e os repassa para as cotas Itaipu a ser paga pelas distribuidoras no ano seguinte.

Também pode ser apontada a característica física das usinas como elemento de desequilíbrio no compartilhamento dos riscos. A título de ilustração, tanto o benefício que um incremento na eficiência de geração pode promover, quanto o prejuízo que uma cota de participação mal calculada pode causar ao MRE, dependem consideravelmente do tamanho da usina, da existência de reservatório e da bacia onde se encontra localizada. Por exemplo, as usinas da bacia do São Francisco, embora possuam afluência abaixo do padrão há muitos anos, conseguem ganhos sobre o MRE em virtude das cotas de GF regulatória.

Desta maneira, ao observar as diferentes modalidades de contratação e as diversas características físicas existentes dentro do MRE, percebe-se que os prejuízos e também os incentivos se refletem de maneira diferente em cada agente, sendo importante analisar o cruzamento de subsídios entre os geradores, no intuito de estabelecer ganhos de eficiência nas operações do MRE.

No Brasil, em uma única grandeza calculada pelo Poder Concedente, a GF, são misturados conceitos físicos (segurança do suprimento), comerciais (limites para contratação) e de gestão de risco (fator de participação do MRE). Essa mistura de finalidades obstaculiza a possibilidade de revisão de diretrizes nos três aspectos, dificultando melhorias nas três dimensões de mercado supracitadas.

3.2.3. Propostas

No sentido de incentivar a transição para um mercado sustentável e mais competitivo, a Sefel apresenta algumas propostas de diretrizes e pontos de atenção sobre o MRE e a gestão do risco hidrológico, diante do diagnóstico anteposto.

As propostas vão no sentido de dar maior liberdade de escolha ao gerador e mais ferramentas para o gerenciamento dos riscos aos quais está submetido, ensejando o uso mais eficiente dos insumos energéticos brasileiros trazendo benefícios ao consumidor de energia elétrica.

3.2.3.1. Alocação do risco hidrológico

Com o repasse direto do risco hidrológico ao consumidor, não há incentivo para que os geradores busquem maior eficiência. De igual modo, o compartilhamento de riscos no MRE não estimula o gerador a investir em melhorias, o que prejudica a sua contribuição ao sistema no quesito segurança energética e gera mais exposição no curto prazo. O resultado dessa conjunção de fatores é o alto custo da energia para o consumidor.

Na configuração atual, o MRE não funciona de maneira eficiente, em decorrência do compartilhamento dos riscos e da maior parte dos custos serem repassados aos consumidores. Isso desincentiva, por exemplo, os geradores a investirem em melhorias pontuais que estariam ao seu alcance, mesmo no atual arcabouço regulatório.

Apesar da submissão involuntária do gerador aos riscos sistêmicos, não se pode ignorar o fato de que esses riscos já haviam sido previstos nas decisões de investimentos em projetos hidrelétricos e certamente foram apreçados no cálculo de viabilização desses empreendimentos. Por esse motivo, não se justifica a transferência do ônus do risco hidrológico para o consumidor.

Entende-se que, apesar do atual arcabouço regulatório, a alocação do risco hidrológico deveria ser feita ao gerador, pois é o agente com maior capacidade de otimizar o risco sistêmico. Se atribuído ao consumidor, devem ser estruturadas ferramentas efetivas de sinalização do forte custo associado ao risco hidrológico, no intuito de estimular a participação do consumidor na conservação de energia em períodos de estresse hídrico. Aportar maior peso e impacto do risco hidrológico no cálculo das bandeiras tarifárias é um modo eficiente de prover essa sinalização.

3.2.3.2. Questão das garantias físicas

Sobre a GF, podem ser apontados duas necessidades estruturais: (i) de revisão das garantias físicas; (ii) de sua desvinculação como parâmetro comercial, de segurança energética e de gestão de riscos.

O cálculo da GF é feito pelo governo de forma centralizada, através de simulações computacionais de operação do sistema e de uma metodologia de cunho econômico, que define a GF como a contribuição de cada UHE para o SIN em períodos de custo marginal de operação elevado. A característica do parque gerador é relevante no cálculo da GF, mas a GF da maioria das grandes UHEs do país foram definidas na década de 90, um período onde o parque gerador brasileiro era predominantemente hidráulico. Assim, por estarem sujeitas aos limites regulatórios e associadas ao limite comercial das geradoras, as GFs dos principais ativos hidrelétricos brasileiros não refletem a sua real contribuição.

O certificado de GF que atribui o fator de participação de um empreendimento no MRE (cota MRE) é o mesmo que serve para lastrear os contratos que cada gerador pode fazer. Esse fato possui repercussão na quantidade de energia vendida em contratos (ACR e ACL), muitas vezes feitos para todo o período da concessão, afetando o direito de propriedade do gerador sobre aquela energia.

Com a mudança do parque gerador, cuja participação hidráulica está em 65,2% e com forte participação de renováveis sazonais ou intermitentes (15,1%)²⁹, a real contribuição dessas usinas para o SIN precisa ser refletida na GF. Isso dará mais confiabilidade ao sistema e previsibilidade para o mercado brasileiro de energia.

Com a desvinculação da GF como limite de contratação do empreendimento, poderia ser acrescentada flexibilidade na gestão dos riscos hidrológicos no MRE, minimizando os efeitos de subsídios cruzados e ajustando a contribuição sistêmica de cada empreendimento para esse mecanismo. Sem essa desvinculação, o caminho para uma revisão tempestiva e flexível das GFs do MRE é complexo, pois o impacto no lastro para comercialização pode ensejar pleitos de compensação por ruptura de direitos adquiridos pelos agentes. Essa medida poderia deixar o GSF mais próximo de 1, sem ferir a possibilidade de contratação do gerador.

Sob a ótica sistêmica, a revisão da GF deveria ser feita com a maior frequência possível, para que reflita corretamente a contribuição da usina correspondente para o SIN. Uma vez que a evolução do sistema é dinâmica no tempo, a contribuição dos participantes do parque gerador também deveria ser. Isolando as funções da GF, as revisões para cada finalidade poderiam ser feitas, possibilitando benefício sistêmico para o MRE e consequentemente para o SIN. Por sua vez, o gerador assumiria seus riscos relacionados à contratação.

²⁹ EPE, Relatório Síntese (Ano base 2017) - BEN 2018. Disponível em: <http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-303/topico-397/Relat%C3%B3rio%20S%C3%ADntese%202018-ab%202017vff.pdf>

Ademais, com a desvinculação, do ponto de vista do coletivo do MRE, sem considerar a questão da distribuição da GF total entre seus membros, não haveria mais óbice à revisão das GFs, visto que esta não diminuiria a capacidade de contratação dos condôminos, que seriam capazes de otimizar suas contratações.

Há que se planejar uma transição no tratamento do cálculo da GF e critério de revisões, especialmente para novos empreendimentos. Também é necessário harmonizar o tratamento de empreendimentos existentes sem atingir os direitos adquiridos das geradoras, assim como melhorar a TEO como forma de incentivo a investimentos em eficiência operacional.

Vale observar que o PL da privatização da Eletrobras, em trâmite no Congresso Nacional, contribui para alocar o risco hidrológico ao gerador, que possui as vantagens acima elencadas, e permite a revisão da GF sem limite inferior. Isso reforça a urgência de se construir um modelo de cálculo de GF que a aproxime da atual realidade do regime hidrológico, da operação das usinas e das características do parque gerador.

Por fim, para compatibilizar planejamento e operação, é fundamental que todos os procedimentos de operação e as reais condições físicas e operativas do sistema estejam refletidos na GF. Ainda que a regulação dificulte esse reflexo, deve-se buscar uma operação que represente sempre o sistema da melhor maneira possível. Tome-se por exemplo o caso das vazões do Nordeste, cuja redução já é reconhecida. Embora seja difícil incorporá-la no cálculo da GF, o ONS, em tese, já poderia incorporar essa redução de vazão na operação imediatamente, ajudando o MRE.

3.2.3.3. Inserção de outras fontes

A forte volatilidade do MCP ocorre, principalmente, pela predominância da energia hidrelétrica no parque gerador brasileiro. Uma vez que o MRE é um mecanismo de compartilhamento de riscos, a inserção de outras fontes (solar, eólica e térmica) pode ser uma estratégia que diminua a exposição dos geradores ao MCP, ao criar um portfólio, em que a diversificação da geração mitigue os riscos associados puramente à hidrologia.

Ao estabelecer um *mix* de ativos financeiros diversificados e desconcorrelacionados, é atenuada a exposição dos participantes do MRE ao MCP. Em um raciocínio simples, pode-se considerar uma usina térmica a gás natural servindo como um seguro para os períodos de hidrologia crítica, enquanto as demais geradoras participantes mitigam o risco associados ao fornecimento do combustível dessa térmica.

Para um bom funcionamento desse portfólio, é necessário que os novos participantes acrescentem benefícios ao mecanismo e, nesse ponto, dois fatores são relevantes: (i) o cálculo das cotas de participação de cada empreendimento no MRE; (ii) o fator de risco pertinente a cada tipo de geração.

É importante que as cotas de GF reflitam de maneira acurada seu benefício ao SIN e conseqüentemente ao MRE. Ao se misturar fontes, independente da GF, os riscos e benefícios relacionados a diferentes fontes precisam ser ponderados. Conforme exemplo anteposto, o risco associado ao fornecimento de combustível de uma térmica é diferente do risco de esvaziamento de um reservatório; portanto, o benefício de cada tipo de geração deverá ter uma ponderação diferente no MRE.

Por outro lado, há que se ponderar também os impedimentos relativos aos direitos adquiridos dos geradores através dos contratos de longo prazo, assim como a perda de incentivo à eficiência, uma vez que o ganho do incremento

individual de geração em uma usina acaba sendo compartilhado com as outras. Uma opção mais natural observada é a diversificação de portfólio de forma autônoma pelas empresas de geração, paralelamente ao MRE.

3.2.3.4. Iniciar a transição para oferta por preços

No modelo brasileiro, cujo despacho é centralizado e pelo custo, muitas possibilidades de captura de eficiência são perdidas e o gerador não tem incentivo para melhorias. Uma das alternativas a ser explorada é o despacho por oferta de preço, de forma que cada produtor hidrelétrico assuma seus próprios riscos de produção e opere de maneira eficiente sua usina.

Esta proposta foi concretamente feita pela Consulta Pública nº 33 (CP33) de 2017 do MME e contemplada no PL 1917/2015, tendo como base os estudos do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico estabelecido em 2001³⁰. Em suma, é proposto um modelo que divide o risco sistêmico, que hoje é incorrido por todos os geradores a partir das decisões do ONS, e o transforma em risco individual, incorrido por cada gerador com base em suas próprias decisões.

Na proposta, a própria geradora ofertaria sua quantidade e preço da energia a ser gerada partir da sua energia afluyente disponível. Essa proposta não necessariamente impossibilita a continuidade do MRE, na medida que é possível respeitar a lógica de compartilhamento na repartição da energia afluyente, em vez de repartição da energia gerada. Apesar de não ser utilizado para fins de medição no MRE, esse cálculo de energia afluyente relativa a cada gerador já é executado no modelo atual.

Neste contexto, a função do ONS seria a de otimizar a produção hidráulica em cada submercado e otimizar o despacho levando em conta as restrições elétricas do sistema. Considerando-se a dependência da geração hidráulica do SIN, as decisões dos geradores na exposição ao risco não podem resultar no não atendimento da carga, ou seja, não pode acarretar em risco de déficit de energia elétrica no sistema. Nesse sentido, as curvas de segurança do armazenamento, já inseridas na modelagem do despacho pelo menor custo, e que refletem a aversão ao risco do atual sistema, podem ter um papel na sistemática de despacho por oferta de preços.

Para segurança do SIN, deve existir, por parte do ONS, um acompanhamento criterioso da evolução sistêmica, para que as decisões individuais dos geradores não acabem por desencadear apagões e racionamento de energia. Pode-se, no limite, inclusive valorar a contribuição de uma usina para diminuição dos riscos de racionamento, frente sua possibilidade de oferta, visando atenuação do risco de não atendimento da demanda.

Um ponto de atenção desse tipo de despacho é a possibilidade do exercício de poder de mercado dos agentes, uma vez que ainda existem empresas com uma grande capacidade de geração concentrada em um submercado. Contudo, essa problemática já foi enfrentada em diversos mercados que adotam o despacho por preços, dos quais se podem extrair mecanismos de inibição a práticas anticompetitivas.

Em linhas gerais, o despacho por preços tende a ser mais robusto que o por custos, uma vez que visões otimistas e pessimistas são aglutinadas na ordem do despacho, baseando-se na percepção que os agentes têm em relação ao futuro.

³⁰ Estes estudos estão disponibilizados na seção de perguntas e respostas da CP33 no *site* do Ministério de Minas e Energia.

Além disso, a possibilidade de desenvolvimento de modelos mais eficientes é maior, uma vez que cada agente precisará investir em pesquisa para maximização dos seus lucros a menores riscos.

3.2.3.5. Mecanismos de mitigação do risco financeiro

Outra possibilidade a ser explorada é o tratamento das liquidações e sistemas de garantias do MCP à luz do mercado financeiro. A criação de um mercado organizado no Sistema Brasileiro de Pagamentos (SBP) onde se possa negociar a venda de energia no presente e no futuro, a exemplo do que ocorre na bolsa B3, com uma *clearing*, acoplada à CCEE, é um caminho promissor, uma vez que a regulação financeira brasileira é de alta qualidade e permite a estruturação de mercados robustos.

Porém, para se inserir no SBP, é necessário adaptar o modelo de comercialização de energia brasileiro aos princípios de um mercado estruturado, o que possibilitará a resolução dos atuais problemas de mercado sem quebra de contratos.

Nesse contexto, a maior dificuldade para essa inserção é a contratação de garantias, uma vez que o gerador hidrelétrico está sujeito a riscos consideráveis, em parte gerenciados não por ele, mas sim pelo ONS. Esse problema pode ser mitigado com despacho por oferta de preços, ajustes nos ciclos financeiros de liquidação do mercado de energia, granularização temporal do preço e marcação a mercado em prazos mais curtos das posições dos agentes.

Também se sugere que os mecanismos de contratação sejam mais flexíveis, possibilitando contratos mais curtos e ajustáveis, que é a tendência em mercados mais modernos e pode ter efeitos suavizados por meio de um novo fluxo de receita que reconheça a contribuição de cada empreendimento para a segurança energética.

3.3. Apropriação e alocação da renda hidráulica

3.3.1. Contextualização

A vida útil de uma Usina Hidrelétrica (UHE) é mais longa que o prazo necessário para sua amortização econômica. Após essa amortização, o ativo ainda possui capacidade para gerar valor sem a necessidade de investimentos expressivos. A geração de valor adicional de uma UHE após sua amortização pode ser denominada como renda hidráulica. Este valor é mensurado pelo Valor Presente Líquido (VPL) da diferença entre o valor de mercado da energia gerada e o seu custo em cada período.

Em uma situação de concorrência perfeita, o preço de mercado da energia se aproxima do Custo Marginal de Expansão (CME) do sistema, ou seja, o custo de adicionar uma unidade adicional de energia ao sistema. Logo, a renda hidráulica enquadra-se no conceito de renda inframarginal, que consiste na renda decorrente da venda de um produto a um preço superior ao seu custo marginal de produção. Em termos microeconômicos, ela se equipara ao conceito de excedente do produtor.

Posto isso, é importante realizar uma análise em duas etapas. Primeiro, são abordados três temas econômicos relevantes (*Maximização da renda, Alocação da renda hidráulica: consumidor versus contribuinte; Forma da apropriação da renda e alocação de riscos*); em seguida, serão examinados os possíveis mecanismos de apropriação e alocação da renda hidráulica do setor elétrico brasileiro.

3.3.1.1. Maximização da renda

A maximização de renda para a sociedade decorrente da assinatura de novos contratos de concessão de ativos é um objetivo do Governo. A fim de atingir esse objetivo, o melhor mecanismo de revelação do preço do ativo é a realização de processo competitivo, por meio de leilões. O mecanismo de leilão ajusta o valor inicialmente proposto pelo Governo em função de suas expectativas, corrigindo eventuais equívocos do Poder Concedente na utilização de premissas econômicas em seu modelo de valoração.

Há casos em que não se utilizou o mecanismo competitivo para apreçar o bem público, quase sempre relacionados a processo de renovação de concessões. Nessas ocasiões, o governo estabeleceu um valor de pagamento ou remuneração aos concessionários como contrapartida à renovação.

O grande problema dessa opção é que os erros na definição dos valores não são passíveis de correção. De fato, se o poder concedente calcula um valor acima do valor do ativo, corre o risco de não adesão do agente por falta de atratividade. Se o valor calculado é inferior ao do ativo, o poder concedente deixa de alocar uma renda para a sociedade em favor do gerador. Ou seja, mecanismos de determinação de valor pelo poder concedente são sempre desvantajosos relativamente à realização de leilões.

3.3.1.2. Alocação da renda hidráulica: consumidor versus contribuinte

Em termos jurídicos, pode-se afirmar que o direito à apropriação da renda hidráulica pertence à União. A consideração desse direito, aliada ao princípio orçamentário da Universalidade³¹, leva-nos ao entendimento de que as rendas decorrentes de outorgas de concessões do setor elétrico deveriam ser alocadas ao Tesouro; ou seja, aos contribuintes. Contudo, há dispositivos legais que possibilitam a alocação de renda para consumidores, e o histórico demonstra que não há um padrão seguido pela União.

Do ponto de vista da teoria econômica³², justifica-se a apropriação da renda gerada por recursos naturais pela União como uma solução de problemas de direito de propriedade relacionado ao uso comum dos recursos, bem como da alocação entre gerações dos benefícios da sua exploração econômica.

Resta em aberto a avaliação sobre a alocação da renda ser direcionada ao consumidor ou ao contribuinte. Mesmo se reconhecendo o direito da União em

³¹ Princípio pelo qual o orçamento deve conter todas as receitas e todas as despesas do Estado. Indispensável para o controle parlamentar. (Fonte:

<http://www2.camara.leg.br/orcamento-da-uniao/cidadao/entenda/cursopo/principios.html>)

³² Fonte: https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/7705/2/Premio%20BNDES_24_Renda%20Mineral,%20Divis%C3%A3o%20de%20Riscos%20e%20Benef%C3%ADcios%20Governamentais_P.pdf

se apropriar da renda hidráulica, essa alocação irá impactar nos preços e tarifas futuras pagas por consumidores.

A alocação do benefício para os consumidores tem a vantagem de mitigar impactos dos aumentos de tarifas de energia elétrica decorrentes da remuneração da renda hidráulica. Também se argumenta que, em um contexto de comercialização de energia a preços de mercado, o consumidor foi responsável por remunerar o projeto viabilizado, logo caberia ao consumidor receber parte do benefício de um ativo remunerado por ele.

Além disso, considerando a hipótese de que as tarifas do mercado regulado não refletem o preço de mercado da energia, o advento da nova concessão é a oportunidade de o mecanismo de concorrência fazer com que o preço pago pelo consumidor se ajuste a parâmetros de mercado e se aproprie dos ganhos de eficiência das UHEs.

A alocação para o contribuinte tem como principal justificativa a transferência para toda a sociedade do benefício associado à concessão de uma propriedade da União para um agente privado. Pode-se fazer uma analogia com o setor de petróleo, no qual os benefícios são transferidos para a sociedade por meio de pagamentos de compensações à União, Estados e Municípios. Contudo, há que se observar que os preços da atividade petrolífera não são regulados, como é o caso de energia elétrica.

Isso posto, a decisão de alocação da renda consiste na solução de um problema de economia política, na qual o papel do formulador de políticas públicas é de equilibrar os interesses dos consumidores e contribuintes.

3.3.1.3. Forma da apropriação da renda e alocação de riscos

Em relação à forma de apropriação da renda, os pagamentos podem ser incondicionais ou condicionais. Os pagamentos incondicionais não dependem do resultado do projeto e são formados perante a expectativa dos agentes em relação ao fluxo de caixa do ativo, enquanto os pagamentos condicionais dependem do resultado do projeto e podem ser medidos como percentual da receita, do lucro ou de outra forma de mensurar ganhos.

Para os pagamentos incondicionais, a revelação das expectativas é feita por meio do mecanismo de leilões. Exemplos são o bônus de assinatura em leilões de concessões de áreas de exploração de petróleo, a bonificação pela outorga das UHEs e a outorga fixa em leilões de aeroportos.

Suas vantagens estão no fato de capturar as expectativas sobre o valor da renda hidráulica antes do início do novo contrato, transferindo os riscos de mercado para os investidores. Além disso, enseja um custo mínimo de monitoramento e fiscalização, dado que os parâmetros arrecadatários são definidos de antemão, muitas vezes com pagamento realizado à vista. Por outro lado, a renda capturada para a União pode ser menor em determinadas situações, quando o resultado econômico verificado supera as expectativas.

Os pagamentos condicionais, por sua vez, possuem a vantagem de aproximar a renda capturada pela União da renda gerada efetivamente pelo concessionário, ao estabelecer pagamentos que acompanham um determinado indicador de resultado. Contudo, em situações de frustração das expectativas estabelecidas no plano de negócios, tende a capturar renda menor ao longo do

tempo e, além disso, possui custos de monitoramento e avaliação associados. Exemplos de pagamentos condicionais são *royalties*³³, participações especiais³⁴ e pagamento pelo uso de bem público (UBP)³⁵.

Os pagamentos incondicionais alocam o máximo risco nos agentes privados ao exigir a antecipação dos valores com bases em expectativas, enquanto nos pagamentos condicionais o risco é compartilhado com a União.

A escolha das formas de pagamento também é influenciada pelo grau de assimetria de informação entre Governo e investidores. Quanto maior for essa assimetria, mais eficiente será a adoção dos pagamentos incondicionais, pois o custo de monitoramento pode ser muito elevado. Um exemplo dessa situação é o caso da cobrança de UBP das UHEs, em que a ANEEL possui preocupações a respeito da fiscalização da quantidade de energia gerada e o estabelecimento de critérios de aferição da renda.

A teoria econômica indica que a escolha ótima da forma de pagamento está relacionada ao grau de aversão ao risco do governo e dos investidores, o grau de certeza quanto aos retornos futuros do projeto e o impacto da outorga na decisão de disputar o leilão.

3.3.2. Diagnóstico

Levando em consideração os conceitos e premissas expostos na seção anterior, realiza-se um breve diagnóstico para as concessões de geração hidrelétrica renovadas em 1995, 2012, 2015 e 2017, bem como para as perspectivas de apropriação e alocação de renda hidráulica em eventos futuros.

3.3.2.1. 1995 a 2012

A Constituição Federal (CF) definiu que os potenciais de energia hidráulica são bens da União (art. 20; VIII), estabeleceu que compete à União o aproveitamento energético dos cursos de água (art. 21; XII; b) e possibilitou à Administração prestar os serviços públicos por meio de terceiros, através dos regimes de concessão, permissão ou autorização, desde que o processo de escolha seja feito por meio de licitação (art. 175). Quando foram promulgados em 1988, esses dispositivos tornaram precária a situação de diversos contratos que haviam sido firmados anteriormente entre as geradoras e a União.

Tendo como um de seus principais objetivos a solução dessa insegurança, foram promulgadas a Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 (Lei Geral das Concessões) e a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, que permitem à União utilizar como critério de seleção dos proponentes o menor valor da tarifa praticada para o consumidor, o maior valor da outorga da concessão ofertado para o poder concedente, ou a combinação desses critérios.

³³ No caso do petróleo e do gás, *royalties* são o percentual calculado sobre a produção que as companhias que exploram o óleo pagam à União, estados e municípios, e são definidos pela atual legislação do petróleo como forma de compensar o uso de um recurso natural que é caro, escasso e não-renovável.

³⁴ Participação Especial é utilizada quando o volume de óleo em um campo é muito grande ou tem perspectivas de grande rentabilidade. A participação especial é aplicada sobre a receita da produção, líquida dos *royalties*, dos investimentos na exploração, dos custos operacionais, da depreciação e dos tributos previstos na legislação em vigor.

³⁵ Na concessão de uso de bem público o empreendedor paga um percentual sobre a receita à título de uso privativo de um bem público, o potencial hidráulico.

Na contramão do espírito das novas leis – que permitiam a alocação das vantagens pecuniárias da concessão para os contribuintes ou para os consumidores –, os contratos que se encontravam em situação de insegurança foram repactuados em novos termos que estendiam as concessões das empresas por mais 20 anos, sem nenhum tipo de contrapartida. Sendo assim, os novos contratos, agora com vencimentos redefinidos para 2015 e 2017, alocaram a renda hidráulica totalmente para as empresas que já eram titulares das concessões.

3.3.2.2. Renovações antecipadas em 2012

Em setembro de 2012, o Governo Federal publicou a Medida Provisória (MP) nº 579, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013, que permitia às concessionárias de geração cujos contratos vencessem entre 2015 e 2017 optarem pela antecipação da renovação de suas concessões, sem precisarem se submeter ao processo licitatório, por um período de até 30 anos.

Em contrapartida, as concessionárias deveriam aceitar uma nova forma de remuneração que cobriria apenas a manutenção e a operação das usinas. Naquele momento, para reforçar as medidas de redução da tarifa, a MP promoveu também a incorporação da CCC à CDE, a interrupção da cobrança de parte da Reserva Global de Reversão (RGR), bem como a redução de 75% das quotas da CDE entre 2013 e 2015, compensado por aportes do Tesouro.

Apesar dessa medida não envolver o processo licitatório, ela teve por objetivo transferir parte da renda hidráulica para o consumidor de energia via redução da tarifa. Esse benefício ao consumidor foi atenuado pelo fato de ter sido alocado também para ele a responsabilidade, via tarifa, do risco hidrológico.

Essa nova configuração, conhecida como regime de cotas de garantia física, afetou as decisões de investimento de algumas empresas que optaram por não aceitar a renovação automática, preferindo se sujeitar às incertezas dos leilões futuros a terem suas concessões renovadas automaticamente. O posicionamento dessas empresas se mostrou aderente à realidade futura, na medida em que houve diversos casos de usinas que aderiram à renovação das concessões, em sua maioria subsidiárias da Eletrobras, e que posteriormente apresentaram dificuldades financeiras severas.

Nessa nova estrutura, os geradores tinham baixo risco de demanda, ao mesmo tempo em que perdiam o incentivo para promover melhorias na gestão e operação de seus ativos. O consumidor, por outro lado, assumia o risco de elevação do custo de reinvestimento nas usinas e o risco hidrológico. Este, apesar de não parecer significativo naquele momento, tomando por base os históricos da hidrologia, produziu resultados negativos importantes poucos anos depois, materializando-se em relevante elevação das tarifas pagas pelo consumidor final.

O resultado dessa possibilidade de renovação automática pelo novo regime de cotas foi a renovação das concessões de cerca de 22,4GW de potência instalada, 14 GW pertencente ao grupo Eletrobrás, o que representava 17,6% de toda a capacidade instalada no Brasil. Ainda que de forma rudimentar, pode-se estimar o valor total dessa renda, tendo como data base junho de 2015 (período do vencimento original das concessões), em cerca de R\$ 61 bilhões³⁶, a preços de 2019.

³⁶ Estimativa feita com base na metodologia de cálculo de bonificação pela outorga empregada para os leilões de 2015, 2017 e de privatização da CESP. Essa aferição levou em conta o custo de oportunidade das concessões em 2015, ou seja, no cenário em que o Governo esperasse o vencimento das concessões. Estimativa não considera valores de indenizações do Poder Concedente.

3.3.2.3. Leilão 2015

Para as usinas que não aderiram ao regime de cotas, mantiveram-se os prazos para o fim das concessões, que começaram a vencer em 2015. O primeiro leilão ocorreu em novembro daquele ano, com características diferentes da renovação antecipada de 2012. O regime de prestação permaneceu o de cotas e o leilão foi de outorga fixa, com disputa pelo maior deságio sobre uma tarifa teto, o que alocava parte da renda hidráulica para a União e parte para o consumidor.

Naquele ano, por meio da MP nº 688, de 18 de agosto de 2015, foi estabelecido um incentivo às geradoras chamado Custo de Gestão dos Ativos de Geração (GAG) melhorias, com o objetivo tanto de estimular a gestão dos ativos nas usinas em cotas quanto de promover um melhor equacionamento do equilíbrio econômico-financeiro dessas usinas. Esse incentivo se mostrou necessário para enfrentar o problema da má gestão dos ativos nas geradoras operando sob o regime de cotas e para evitar que as novas concessões passassem pelos mesmos problemas financeiros enfrentados pelas empresas que aderiram à renovação automática de 2012.

No processo licitatório, foram arrematadas todas as 29 usinas hidrelétricas ofertadas, totalizando cerca de 6 GW de potência e atingindo a outorga prevista de R\$ 17 bilhões. Os contratos de concessão firmados na ocasião têm prazo de 30 anos e o deságio sobre a tarifa teto estabelecida pela ANEEL foi de 0,32%, resultando em um preço médio de energia de R\$ 124,88/MWh, o que inclui encargos, valores fixos, GAG, e Receita de Bonificação por Outorga (RBO), parâmetros estabelecidos para o regime de cotas.

3.3.2.4. Leilão 2017

O Leilão das demais concessões ocorreu em setembro de 2017 e, em um contexto de esforço fiscal concentrado, a modalidade definida para o certame foi a de maior valor de outorga, com alocação dos ganhos de eficiência apenas para a União.

Naquela ocasião foram arrematadas todas as quatro usinas ofertadas, totalizando aproximadamente 3GW de potência instalada e arrecadação de R\$ 12,1 bilhões em bônus de outorga, representando um ágio de R\$ 1,1 bilhão com relação ao valor mínimo estipulado no edital. O prazo de concessão para as quatro usinas é de 30 anos e a tarifa média praticada nesse leilão foi de R\$ 105,34/MWh.

3.3.2.5. Empreendimentos abarcados pelo art. 2º da Lei nº 12.783/2013 e usinas autoprodutoras que não foram conectadas ao SIN

Ainda está em deliberação na ANEEL a questão da metodologia de cálculo do UBP referente a usinas hidrelétricas com potência instalada de 5 MW a 50 MW, ainda não prorrogadas, e de usinas autoprodutoras que não foram conectadas ao SIN. Na Audiência Pública nº 16/2018 foi proposta metodologia de cálculo, na qual o valor do UBP seria correspondente ao maior valor entre: (i) 50% da renda Hidráulica³⁷ ou (ii) 2,5% do custo de oportunidade de comercialização da energia elétrica no ACL, aplicada à garantia física do empreendimento.

³⁷ Diferença entre (i) o custo de oportunidade de comercialização da energia elétrica no Ambiente de Comercialização Livre (ACL), conforme a resolução do CNPE nº12/2017 e (ii) o Custo de Gestão dos Ativos de Geração (GAG) das usinas hidrelétricas abrangidas pela Lei nº12.783/2013.

Esse tipo de recolhimento configura uma compensação através de pagamento incondicional pelo direito de exploração do bem público para os empreendimentos antepostos, o que não coaduna com as características dos seus contratos. Com a renovação das concessões pressupondo livre comércio da energia por parte desses agentes, os retornos esperados são incertos, indicando que o pagamento deveria ser condicional.

Outro ponto a ser observado é que, na metodologia sugerida pela ANEEL, a renda hidráulica é direcionada em parte para o consumidor e em parte para o gerador, uma vez que só 50% da mesma configura UBP. Nesse caso, deve-se mencionar, mais uma vez, o princípio de que a titularidade da concessão após o seu termo final, e, conseqüentemente, dos ativos, passa a ser da União, a quem cabe definir a adequada alocação da renda hidráulica.

Por sua vez, a Lei nº 13.360/2016, define que o pagamento pelo UBP será revertido em favor da modicidade tarifária. Desta maneira, a renda hidráulica dos empreendimentos atingidos por essa regulamentação deveria ser direcionada integralmente para o consumidor por meio do pagamento do UBP igual a 100% da renda hidráulica.

Porém, salienta-se a necessidade de aprimoramento do cálculo regulatório que, ao levar em conta o Custo de Gestão dos Ativos de Geração das usinas abrangidas pela Lei nº 12.783/2013, não reflete os reais custos que envolvem a operação e manutenção de pequenas centrais hidrelétricas, tornando inadequado o valor da UBP calculado para essas usinas.

3.3.2.6. Privatização CESP

No processo de privatização da CESP, será outorgado pela União um novo contrato de concessão referente à Usina de Porto Primavera. O processo já está em andamento: no leilão realizado em outubro de 2018, as ações compondo o bloco de controle da empresa foi arrematada com ágio de 2,09% sobre o preço mínimo. O valor mínimo de bonificação pela outorga havia sido estipulado em R\$ 1,37 bilhão³⁸. Conforme a metodologia estabelecida, o percentual de ágio sobre o valor mínimo definido para as ações foi aplicado também sobre o valor mínimo de bonificação, de forma a definir o valor final da bonificação de outorga, de R\$ 1,4 bilhão.

Dessa forma, a incerteza associada ao cálculo do valor de outorga é atenuada pela captura de ágio no leilão das ações do bloco de controle. A percepção do mercado de que o valor piso da ação subestima o valor da empresa é capturada para a União via aumento da bonificação de outorga.

3.3.2.7. Privatização Eletrobras

O Projeto de Lei que viabiliza a privatização da Eletrobras (PL nº 9.463/2018) está em tramitação na Câmara dos Deputados. A privatização da companhia será também associada a novos contratos de concessão referentes às usinas hidrelétricas do grupo.

A exemplo do ocorrido na CESP, uma das condições da desestatização é o pagamento de bonificação pela outorga dos novos contratos de concessão de geração de energia elétrica. O PL em tramitação indica que o processo também

³⁸ Portaria Interministerial nº 368, de 6 de agosto de 2018.

contará com a adição de possível prêmio ao valor calculado de bonificação pela outorga, para capturar eventual valor excedente decorrente dos novos contratos. Vale salientar que, no presente modelo, há a dificuldade adicional de que não haverá um leilão pelo bloco de controle da Eletrobras, mas sim uma oferta primária de ações.

Também é prevista a repartição da renda hidráulica, que será dividida entre a União, que receberá bonificação pela outorga, e o consumidor, através de pagamentos do concessionário à CDE durante o período da nova concessão. Como a privatização prevê a concessão de novos contratos e, com isso, o fim do regime de cotas de garantia física para as usinas do grupo, a repartição permite a atenuação de possível impacto tarifário decorrente da privatização.

Outro ponto relevante presente no PL é a destinação de parte da renda hidráulica para a recuperação da bacia do Rio São Francisco, o que beneficia as populações locais. Sendo assim, o resultado econômico do processo deverá beneficiar, em um primeiro momento, a Eletrobras, o contribuinte e o consumidor e, em um segundo momento, as populações que habitam próximas ao Rio São Francisco. Em cálculo preliminar, estima-se a renda hidráulica total relativa à desestatização da Eletrobras em cerca de R\$ 46 bilhões³⁹, a preços de janeiro de 2019.

3.3.2.8. Itaipu e Tucuruí

Após 50 anos da assinatura do tratado que viabilizou a construção da usina de Itaipu, vencem em 2023 as cláusulas relativas aos ajustes financeiros entre Brasil e Paraguai, exigindo um posicionamento do próximo governo em relação a esse assunto. Essa usina possui muitas particularidades, dentre elas as seguintes: é a segunda maior usina geradora do mundo, com capacidade de geração de 14 GW; tem caráter binacional, ou seja, metade da potência instalada da usina pertence ao governo brasileiro e outra metade ao governo paraguaio; está situada em uma região pouco sensível às variações hídricas que afetam as demais regiões do país; pertence ao subsistema de maior carga do SIN; e tem a tarifa denominada em dólar.

Um componente importante da tarifa de energia de Itaipu refere-se ao pagamento do empréstimo da União que viabilizou a sua construção, terminada em 1982. Essa dívida será totalmente quitada em 2023, e, se a tarifa não for revista, estima-se que a usina contará com um superávit de US\$ 2 bilhões anuais, do qual metade pertence ao governo brasileiro.

A usina de Tucuruí é o ativo mais importante do subsistema Norte, com capacidade instalada de 8,5 GW e GF de 4 GW médios. Apesar de pertencer à Eletronorte, subsidiária do grupo Eletrobras, Tucuruí não se enquadrou nos quesitos necessários para as renovações antecipadas em 2013, e, portanto, não está em regime de cotas de garantia física.

Por esta razão, diferentemente das outras usinas do grupo, Tucuruí não receberá um novo contrato de concessão com a privatização da Eletrobras. A concessão da usina vence em 2024, caso não seja pedida a renovação da concessão pela Eletronorte. Portanto, em breve o governo deve definir como pretende licitar a concessão e como será alocada a renda hidráulica.

³⁹ Estimativa feita com base na metodologia de cálculo de bonificação pela outorga empregada para os leilões de 2015, 2017 e de privatização da CESP. Essa aferição leva em conta o custo de oportunidade das concessões em 2019 e é feita em bases regulatórias. Estimativa não considera valores de indenizações do Poder Concedente.

O vencimento do contrato de concessão de Tucuruí em 2024 e do Tratado de Itaipu em 2023 ensejarão a alocação de uma expressiva renda. Preliminarmente, se estima o valor da renda hidráulica de Tucuruí em R\$ 24 bilhões e de Itaipu em R\$ 46 bilhões⁴⁰, a preços de janeiro de 2019.

No caso de Tucuruí, o *status quo* após o termo final da concessão é a licitação em modelo de cotas, podendo comercializar até 30% da GF no ACL, nos moldes das usinas licitadas em 2015 e 2017. Outras possibilidades abertas pela legislação são a renovação em modelo de cotas ou conceder um novo contrato de concessão de 30 anos, caso a empresa detentora da usina seja privatizada.

Portanto, para que Tucuruí tenha a sua concessão licitada em modelo de Produtor Independente de Energia (PIE), em que o concessionário comercializa a energia em condições de mercado, será necessária alteração legal. Posto isso, sob essa hipótese de possíveis adequações legais, será avaliada a alocação da renda hidráulica.

Há vantagens intrínsecas ao modelo de livre escolha do agente em detrimento do modelo de cotas. Essas vantagens são exploradas na Nota Técnica 5/2017/AEREG/SE do MME que acompanha a CP 33, de cuja visão esta Sefel compartilha. Assim, considera-se mais adequada a licitação das concessões em modelo de PIE.

Partindo desse pressuposto, dado que a alocação de energia no ACL possui incerteza quanto ao preço futuro da energia, seria recomendável, do ponto de vista da atratividade do empreendimento, que parte do pagamento seja condicional. A adesão a esta opção também seria favorecida pelo fato de haver um baixo grau de assimetria da informação entre poder concedente e o investidor, de modo que o custo de acompanhamento e aferição dos valores seria reduzido.

Também há que se mencionar que essas UHEs correspondem a investimentos de baixo risco, por estarem inteiramente amortizados e possuírem características operacionais melhores que a média do parque gerador hidráulico. Esses condicionantes sugerem que a melhor opção do Poder Concedente é capturar a maior parte da renda hidráulica por meio de pagamentos incondicionais.

Em relação à alocação da renda, deve-se observar que a licitação de Itaipu em modelo de PIE acarretará impacto tarifário. Dessa maneira, entendemos que o arranjo ideal de alocação deveria mitigar esse impacto ao consumidor e o melhor mecanismo para isso seria via pagamentos do gerador à CDE.

3.3.3. Propostas

As sugestões abaixo restringem-se ao caso da descotização das usinas cotistas da Eletrobras Tucuruí e Itaipu. A partir dos pontos discutidos anteriormente, conclui-se que não há uma fórmula ideal para se seguir, tendo em vista que as opções disponíveis possuem vantagens e desvantagens intrínsecas a cada abordagem. Não obstante, é possível sugerir algumas diretrizes e boas práticas a serem adotadas.

No intuito de maximizar a renda, deve-se sempre buscar a aplicação do mecanismo de leilões. Caso não seja aplicável, sugerem-se mecanismos de

⁴⁰ Estimativa feita com base na metodologia de cálculo de bonificação pela outorga empregada para os leilões de 2015, 2017 e de privatização da CESP. Essa aferição leva em conta o custo de oportunidade das concessões em 2019 e é feita em bases regulatórias. Estimativa não considera valores de indenizações do Poder Concedente.

apropriação que emulem a percepção do mercado sobre o real valor dos ativos, tais como o que se aplicou no caso da CESP e no PL de privatização da Eletrobras. Ao considerar as características dessas usinas, que já estão amortizadas, sugere-se a apropriação de grande parte da renda hidráulica por meio de pagamentos incondicionais, como a bonificação pela outorga. A fim de se definir o montante à vista ou a prazo, deve-se sondar o apetite e a liquidez dos investidores, bem como analisar a conjuntura econômica do momento.

Além disso, para viabilizar o entendimento de que parte da renda hidráulica deve ser alocada aos consumidores para mitigar o impacto tarifário, parte do pagamento poderia ser condicional, através do pagamento de UBP correspondente a um percentual da receita de geração. Esse modelo, inclusive, já encontra amparo na legislação existente. Outro mecanismo que pode ser utilizado para devolver o benefício ao consumidor seria o pagamento direto do gerador à CDE, permitindo o abatimento de quotas CDE cobradas dos consumidores.

4. PETRÓLEO E GÁS NATURAL

4.1. O regime de partilha e a comercialização do óleo da União

4.1.1. Contextualização

A exploração e a produção de petróleo e gás natural no Brasil são marcadas, historicamente, pela forte presença estatal. Desde 1953, ano da criação da Petrobras, até 1997, o Estado atuou como monopolista do setor.

As alterações se iniciaram com a Lei 9.478/1997, conhecida como “Lei do Petróleo”. Nela, os legisladores estabeleceram um conjunto de mudanças estruturais que perduram até hoje, dentre as quais: a criação do CNPE, a criação da ANP e o estabelecimento do regime de concessão para a lavra de jazidas de petróleo e gás natural.

Essas alterações foram orientadas à abertura do mercado. O CNPE passou a definir as diretrizes da política energética, a ANP a regular o mercado e o regime

de concessão permitiu à União leiloar direitos de exploração e produção para agentes privados. A Petrobras, antes monopolista por direito, passou a competir e firmar parcerias com esses agentes.

O regime de concessão era o único modelo para licitação de direitos de exploração e produção desde a edição da Lei do Petróleo até o ano de 2010. Neste ano, após a descoberta de grandes reservas em águas profundas, o governo decidiu estabelecer dois novos regimes para a exploração do petróleo: a cessão onerosa⁴¹ e a partilha da produção.

Ao estabelecer estes regimes, em especial o de partilha, a União visava se apropriar de uma parcela maior dos frutos da lavra, ter a posse do excedente em óleo⁴² e comercializá-lo, além de consolidar a Petrobras em uma posição central nas novas reservas localizadas no chamado polígono do pré-sal.

Assim, foi criado o regime de partilha de produção, por meio da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, conhecida como “Lei da Partilha”, que desde então rege as licitações de petróleo e gás natural no polígono do pré-sal e em áreas estratégicas. A estrutura do regime de partilha possui semelhanças à do regime de concessão no que se refere à realização de leilões abertos ao mercado, com recolhimento de participações governamentais. As principais diferenças residem no critério de seleção de ofertas no âmbito dos leilões (bônus de assinatura no caso da concessão e excedente em óleo no caso da partilha) e na forma como a União se apropria dos resultados de campos com grande produção ou rentabilidade. A tabela 1 faz um comparativo entre esses regimes.

Tabela 1: Comparativo entre regimes de exploração e produção de petróleo e gás natural

	Concessão	Partilha
Critério de seleção de oferta no leilão	Bônus de Assinatura (Outorga)	Excedente em óleo da União
Forma de apropriação da União durante a produção	Participação especial (cobrança progressiva para campos de grande produtividade) e royalties	Excedente em óleo e royalties

Por sua vez, na Tabela 2 são descritas as principais características das formas de apropriação da União, durante a produção, nos dois regimes: participação especial, no caso da concessão; excedente em óleo, no caso da partilha.

⁴¹ Apesar de não ser parte do escopo deste documento, por ter abrangência limitada e estrutura bastante distinta dos demais regimes de exploração, vale mencionar que o regime de cessão onerosa rege um único contrato assinado entre a União e a Petrobras em 2010, em que esta adquiriu os direitos de exploração e produção de 5 bilhões de barris de petróleo em uma região delimitada do pré-sal, pelo valor de cerca de R\$ 75 bilhões. No entanto, o contrato previu a revisão dos parâmetros utilizados no cálculo do preço do petróleo, podendo alterar o valor final. Essa revisão se encontra em andamento.

⁴² Parcela do petróleo e do gás natural produzidos que o vencedor do leilão deve à União. A parcela é entregue ao longo da produção e varia com o preço do petróleo e a produtividade do campo, seguindo uma regra determinada no edital.

Tabela 2: Comparativo entre as formas de apropriação nos regimes de concessão e partilha

	Participação especial	Excedente em óleo
Forma de pagamento	Em dinheiro	Em óleo, para posterior comercialização pela Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA)
Forma de incidência	Progressiva com volume de produção	Progressiva com volume de produção e preço
Deduções da receita auferida	Royalties, investimentos na exploração, custos operacionais, depreciações e tributos diretamente relacionados às operações do campo	Royalties e custo em óleo ⁴³
Base de cálculo	Receita líquida (das deduções) do volume produzido	Volume correspondente ao excedente em óleo da União (após deduções ⁴⁴)
Alíquotas	Máximo de 40%	Resultado do processo competitivo, com valor mínimo definido em edital
Preço utilizado na apropriação	Preço de referência da ANP	Preço de comercialização do barril de petróleo, auferido pela PPSA
Gestão e fiscalização	ANP	PPSA

A estrutura necessária para monetizar o excedente em óleo da União no modelo de partilha é mais complexa que a das participações especiais, pois enquanto no regime de concessão a União recebe todos os pagamentos diretamente em dinheiro, no regime de partilha há que se dar um destino ao óleo recebido. A forma de comercialização desse excedente em óleo tem sido objeto de debates internos no governo.

A Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) é responsável pela comercialização do excedente em óleo, seguindo as diretrizes do CNPE e as determinações legais. A Lei nº 12.304, de 2 de agosto de 2010, responsável pela criação da PPSA, originalmente determinava que a empresa deveria contratar um agente comercializador, que efetivamente venderia o óleo da União.

No entanto, nesse primeiro momento, os agentes de mercado não demonstraram interesse em comercializar o óleo da União. Diversos motivos podem ser citados para essa ausência de interesse, como a complexidade das operações de monitoramento e auditoria, que exigiriam das empresas informações sensíveis de preços e custos; a exigência de que a venda fosse feita acima do preço de referência da ANP⁴⁵; problemas de ordem orçamentária,

⁴³ Custos e investimentos realizados pelo contratado na execução das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações, sujeita a limites, prazos e condições estabelecidos em contrato. Esse montante, acrescido dos royalties, é convertido em barris equivalentes de petróleo para o cálculo do excedente em óleo destinado à União.

⁴⁴ Convertidas em barris equivalentes de petróleo.

⁴⁵ Preço de referência determinado mensalmente pela ANP para o cálculo de participações governamentais. Este preço segue referências internacionais do preço do petróleo, de acordo com as regras expressas na Resolução ANP nº 703/2017.

pois o pagamento ao agente comercializador se daria via orçamento da União, correndo o risco de contingenciamento; além de dificuldades logísticas, como a necessidade de navios de posicionamento dinâmico nos campos do pré-sal.

Diante da inviabilidade do modelo, após discussões que envolveram diversos ministérios, entendeu-se que não seria possível vender o óleo da União sem mudança legal. Por conseguinte, o governo federal publicou a MP nº 811 de 21 dezembro de 2017⁴⁶, que alterou a lei de criação da PPSA e deu maior flexibilidade à empresa para decidir entre um leque de modelos de comercialização. Desde então é possível a venda direta pela PPSA para os compradores, preferencialmente por leilão, sem a obrigatoriedade⁴⁷ da intermediação de um preposto para comercializar o óleo. O preço de referência passou a ser um indicador inicial para a venda, e não mais um limite. E, por fim, o CNPE ficou encarregado de definir as diretrizes para o monitoramento e auditoria de operações, custos e preços, podendo simplificar e racionalizar esses procedimentos. Uma resolução do CNPE sobre o tema é esperada ainda em 2018.

Desde a publicação da referida MP, a PPSA realizou dois leilões para comercializar o petróleo da União de forma direta. O primeiro leilão foi realizado em março de 2018 com volumes dos campos de Mero, Sapinhoá e Lula. O leilão não logrou sucesso. Um dos motivos apontados à época foi o fato de que a PPSA não permitiu deságio em relação ao preço de referência da ANP. O deságio não foi permitido por causa de incertezas quanto à conversão da MP em lei e quanto à regulamentação a ser feita pelo MME ou pelo CNPE.

No segundo leilão, a União ofertou volumes desses mesmos campos, desta vez com a MP já convertida em lei e regulamentada pelo MME. O leilão obteve sucesso: a Petrobras comprou a produção de óleo da União de 36 meses nos campos de Mero e Sapinhoá pelo preço de referência; e a companhia Total comprou a produção da União de 12 meses no campo de Lula, com ágio de R\$ 1,00 sobre o preço de referência.

Apesar de o segundo leilão ter permitido o deságio, o que se observou foi a compra pelo preço de referência e, no caso de Lula, um pequeno ágio. Pode-se inferir que a frustração do primeiro leilão estava mais relacionada à insegurança jurídica do que ao limite mínimo de preço.

4.1.2. Diagnóstico

Na comercialização do óleo da União, a PPSA tem uma série de escolhas a fazer. Uma das escolhas mais relevantes é o ponto de entrega do produto. A retirada do petróleo e do gás natural da União nos campos do pré-sal supõe uma logística complexa. O petróleo, por exemplo, precisa ser transferido a um navio de posicionamento dinâmico, de alto custo e de difícil contratação.

Quanto mais próxima dos consumidores (refinarias no Brasil e no exterior) ocorra a entrega do produto, tanto maior será o preço esperado pela União na comercialização. Isso ocorre em função de o produto estar em um ponto de fácil retirada pelo comprador, aumentando a quantidade de agentes interessados e, conseqüentemente, a concorrência. Por outro lado, para entregar o produto próximo aos consumidores, a União incorre em maiores custos e riscos. Portanto, a escolha do ponto de entrega afeta os custos da União e a atratividade do produto.

⁴⁶ Convertida na Lei nº 13.679, de 14 de junho de 2018.

⁴⁷ Caso a PPSA opte por contratar agente comercializador, a MP 811/2017 flexibilizou a forma de pagamento a esse agente.

Além disso, é preciso decidir, em cada caso, a forma de venda: a venda direta ou a contratação de um agente comercializador. A venda direta pode ser feita através de leilões, que constituem um mecanismo transparente e de simples implementação. A contratação de um agente para comercializar o óleo da União implica custos de monitoramento e auditoria.

Dentro dos limites permitidos pela atual legislação, podemos pensar em três modelos de comercialização distintos:

(i) Leilão com entrega “na boca do poço”

O petróleo é entregue na própria plataforma de produção, cabendo ao vencedor do leilão a sua retirada. Este modelo é relativamente seguro para a União, mas pode atrair um número reduzido de interessados, devido à dificuldade logística para retirada e à seleção de poucos agentes proprietários da infraestrutura. A menor concorrência, associada à precificação dos riscos, tende a reduzir o preço obtido no leilão;

(ii) Venda por intermédio de agente comercializador

O agente comercializador é responsável pela logística de retirada, vendendo o óleo da União aos compradores finais, por preços negociados por ele. Há algumas imperfeições neste arranjo: (i) maiores custos, inclusive com a comissão do agente e a auditoria de suas operações; (ii) maiores riscos, pois o preço obtido dependerá da atuação do agente comercializador e de fatores de mercado exógenos; e (iii) possibilidade de que o agente venda para empresas do mesmo grupo econômico a um valor abaixo do mercado; e

(iii) Leilão com entrega às refinarias

Caso a PPSA contrate a logística necessária para aproximar o produto das refinarias ou compradores finais, os leilões tendem a atrair maior número de interessados, elevando o preço obtido. No entanto, ao menos uma parte dos riscos e dos custos seria assumida pela União no seu envolvimento com a logística.

Percebe-se que na escolha entre maior ou menor envolvimento estatal na comercialização do excedente em óleo há um trade-off entre o valor esperado pela União e o risco por ela assumido na comercialização.

Se a PPSA contratar um comercializador ou a logística necessária para vender às refinarias, há maiores custos e riscos; no entanto, o preço de venda também pode ser maior. No outro extremo, se a PPSA vender “na boca do poço”, há menores custos e riscos; mas, o preço de venda tende a ser menor.

No modelo em que há a contratação de agente comercializador, cabe à PPSA fiscalizar todos os custos incorridos por ele, bem como verificar se o preço final de venda obtido pelo agente foi adequado. Ainda, a PPSA é responsável pelo ressarcimento de custos, fretes e seguros, assim como recolhimento de impostos incidentes sobre a comercialização do petróleo. Assim, neste modelo, a PPSA possui participação obrigatória em todas as etapas da cadeia de comercialização.

Nessa situação, a atribuição da PPSA de fiscalizar um volume elevado de custos pode trazer riscos à União, tanto no caso de a fiscalização ocorrer por um valor acima daquele considerado eficiente quanto no caso de a PPSA não dispor de recursos suficientes para a fiscalização da comercialização. Nesta última possibilidade, a tendência é de diminuição dos recursos para a União, haja vista que o agente comercializador pode ter incentivos a não revelar corretamente as despesas incorridas.

O modelo em que a PPSA contrata a logística necessária para entregar o óleo nas refinarias também é problemático, pois a empresa teria que se estruturar para a realização das contratações e estaria sujeita às regras e limites do regime de contratação pública. Isso traria dificuldades para a operacionalização do modelo, uma vez que estaria sujeita aos órgãos de controle e também a outras restrições inerentes a uma empresa pública.

Além disso, a PPSA estaria sujeita ao mercado de logística, que neste caso é concentrado, com poucos fornecedores, o que tenderia a pressionar o preço das contratações. Nesse sentido, questiona-se se não seria mais eficiente alocar para os compradores finais os custos de contratação da operação logística. Caso os agentes de mercado entendam que não há vantagem econômica em arcar com esses custos, questiona-se por que motivo o governo os assumiria.

Em suma, quanto mais complexas forem as atribuições da PPSA em relação à atividade de comercialização do óleo da União, maiores serão as despesas da União, os riscos administrativos e as restrições inerentes à sua natureza de empresa pública.

O que se deve ponderar, nesse caso, são as possíveis consequências de tornar complexas em demasia as atribuições da PPSA para a comercialização do óleo da União, pois o objetivo de maximização da receita da União pode ser comprometido pelas dificuldades administrativas e riscos mal alocados.

Raciocínio semelhante se aplica ao “custo em óleo”. Ao assumir a aferição e restituição dos gastos, a União assume também o custo administrativo de monitoramento e auditoria, além de compartilhar maior risco com o contratado. Desta forma incorre no crescimento da máquina burocrática e no maior risco administrativo.

Portanto, a escolha do Estado deve se pautar por um modelo com menor complexidade burocrática, mais seguro e mais simples. Essa escolha também determinará o futuro desejado para a atuação da PPSA, no que tange à comercialização do óleo e gás da União: mais semelhante a uma trader de petróleo ou a uma agência reguladora.

4.1.3. Propostas

Como forma de compatibilizar a menor assunção de riscos pela União e a busca pelos melhores resultados possíveis, apresenta-se a visão da Sefel sobre aprimoramentos e alterações na comercialização do óleo e gás da União no modelo de partilha. São feitas duas propostas: uma apenas com mudanças infralegais e outra com a possibilidade de alteração em lei. Estas propostas são pautadas pelos princípios de simplicidade, concorrência, transparência e previsibilidade de receitas.

4.1.3.1. Sem alteração legal

O mecanismo de leilão mostra-se adequado como opção preferencial para venda do óleo da União, especialmente no caso de grandes volumes. O sucesso do segundo leilão de comercialização do óleo da partilha é evidência disso. A simplicidade do mecanismo e sua transparência são fatores que pesam a seu favor. Além disso, a previsibilidade pode ser alcançada pela definição prévia dos prazos contratuais.

Sugere-se uma segunda opção de comercialização, no caso de campos de baixo volume ou de inviabilidade do leilão. Nestes casos, a PPSA contrataria um agente comercializador para venda dos volumes da União. No entanto, em lugar dos extensos procedimentos de monitoria e auditoria de custos, sugere-se a fixação de reconhecimento máximo, com preço teto baseado em estimativa de custos eficientes. Esta simplificação evita que a União assuma riscos administrativos e burocráticos que tornariam ineficiente a venda via agente comercializador.

Além disso, cabe um cuidado especial para evitar que o agente contratado subfature suas vendas em comercialização com empresas do mesmo grupo econômico. Sugere-se, para isso, a definição de preço mínimo para comercialização a partes relacionadas.

Ainda no caso de contratação de um agente para comercializar o óleo da União, entende-se que a comissão auferida pelo agente deve guardar alguma relação com o preço de venda alcançado por ele. Uma possibilidade é o pagamento de bônus ligado ao valor de venda do barril que ultrapassar determinado preço de referência. Desta forma, há incentivo para que o agente obtenha o melhor preço possível, maximizando a receita da União.

Por fim, nos dois modelos aqui apresentados, pode-se simplificar a aferição do “custo em óleo”. Em lugar da monitoria e fiscalização hoje realizada pela PPSA, pode-se utilizar metodologia de custos eficientes para simplificar e racionalizar a atividade da estatal.

4.1.3.2. Com alteração legal

Neste caso, a intenção é permitir que mecanismos de mercado apreciem o petróleo e o gás natural da União previamente, de forma concorrencial, simplificando o procedimento de comercialização.

Propõe-se que a comercialização seja integrada ao próprio leilão de partilha, na forma de aquisição originária do excedente em óleo. Ou seja, ao concorrer pelos direitos de exploração e produção em determinado bloco do pré-sal, os agentes disputariam também o direito à apropriação do excedente em óleo da União daquele bloco. Em suma:

- Define-se um preço para o petróleo e o gás natural da União no edital da partilha. Este preço teria como referência um parâmetro internacional (como a cotação do WTI ou do Brent), ou o próprio preço de referência da ANP, de forma a incorporar o risco da variação do preço internacional do petróleo;
- O vencedor do leilão se compromete a recolher à União estes valores ao longo da produção;
- O critério de seleção continua a ser o percentual de excedente em óleo. Os agentes apreçarão suas expectativas no percentual ofertado. Por exemplo, se o preço de referência estiver abaixo das expectativas de mercado, espera-se um aumento do percentual de excedente ofertado pelos concorrentes;
- Adicionalmente, pode-se simplificar os mecanismos de apuração, reconhecimento e recuperação do “custo em óleo”, por meio de estimativas de custos.

Na prática, a racionalização do modelo de partilha permitirá a venda dos hidrocarbonetos da União de forma mais simples e segura, reduzindo a

necessidade de atuação governamental sem sacrificar a rentabilidade. Ressalta-se que os leilões de partilha possuem grande visibilidade e têm se mostrado competitivos, alcançando ágios consideráveis e atraindo um número expressivo de participantes.

A implementação desta proposta exigirá a alteração da Lei nº 12.351/2010 (Lei da Partilha), bem como dos mecanismos infralegais relacionados, incluindo a edição de resolução pelo CNPE.

4.2. Política de Conteúdo Local

4.2.1. Contextualização

O conceito de conteúdo local (CL) faz parte dos contratos de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural no Brasil desde a primeira rodada de licitações, realizada pela ANP em 1999. Naquele momento não havia previsão legal explícita sobre o tema, mas a agência entendeu que sua inclusão nos leilões estava de acordo com os princípios e objetivos da Lei nº 9.478/97 ("Lei do Petróleo").

Nesse modelo inicial, os participantes dos leilões de concessão deviam apresentar, como parte de suas ofertas, o valor de bens e serviços brasileiros que pretendiam contratar nas fases de exploração e desenvolvimento. Os valores eram apresentados livremente, sem a exigência de CL mínimo. No entanto, maiores valores de conteúdo local significavam maior pontuação da oferta no leilão, uma vez que o conteúdo local correspondia a 15% do lance final da concessionária, enquanto o bônus de assinatura equivalia aos 85% restantes.

Além disso, o contrato determinava, para campos de alta produtividade, a obrigação de investimentos em P&D em universidades e institutos de pesquisa brasileiros, no montante de 1% da renda bruta gerada. Os compromissos assumidos eram acompanhados pela ANP e seu descumprimento sujeitava os agentes a multas. Esse arranjo perdurou nas rodadas realizadas de 1999 a 2002.

Os percentuais mínimos de compromisso de conteúdo local foram instituídos pela Portaria ANP nº 180/2003 e foram aplicados a partir da quinta rodada de concessão, realizada em 2003. Nessa rodada, o percentual mínimo variou entre 30% e 70% dos bens e serviços, conforme tipo do investimento (mínimos menores para águas rasas e maiores para águas profundas). Como critério de seleção no leilão, a oferta de conteúdo local tinha o peso de 40% da nota. A sexta rodada utilizou os mesmos critérios.

A partir da sétima rodada de concessão, realizada em 2005, e da publicação da Cartilha de Conteúdo Local, mudanças importantes podem ser observadas:

- i) Percentuais mínimos divididos em itens e subitens, na forma de lista de equipamentos e serviços definida pelo governo;
- ii) Certificação do CL por meio de entidades credenciadas junto à ANP;
- iii) Mecanismo de dispensa de CL (*waiver*) no caso de preços ou prazos excessivos ou na ausência de tecnologia local;
- iv) Limite mínimo global de CL; e
- v) Redução para 20% do peso do CL no processo licitatório.

Em 2010, a publicação da Lei nº 12.351/2010 (Lei da Partilha) deu base legal à política de CL. No entanto, não houve mudança significativa nas regras já adotadas. A primeira rodada de partilha, em 2013, seguiu regras de CL semelhantes às dos leilões de concessão.

Em 2016 foi instituído o Programa de Estímulo à Competitividade da Cadeia Produtiva, ao Desenvolvimento e ao Aprimoramento de Fornecedores do Setor de Petróleo e Gás Natural (Pedefor), por meio do Decreto nº 8.637/2016. O programa, ainda em atividade, conta com comitê diretivo e comitê técnico-operativo, ambos compostos por representantes de diversos ministérios e órgãos do governo federal.

O Pedefor contribuiu para a edição da Resolução CNPE nº 07/2017, que definiu novas diretrizes de CL para leilões realizados a partir de 2017. Com base nestas diretrizes, a ANP reformulou sua política de CL, com modificações relevantes em relação à anterior:

- i) CL deixou de ser critério de julgamento das ofertas;
- ii) Fim da lista de itens e subitens, substituída pela divisão em macrogrupos da etapa de desenvolvimento;
- iii) Redução substancial dos percentuais mínimos; e
- iv) Extinção do mecanismo de *waiver*.

Atualmente está em discussão, no âmbito do Pedefor, o estabelecimento de incentivos e bonificações de CL para fornecedores e empresas de E&P que realizarem atividades consideradas estratégicas.

4.2.2. Diagnóstico

4.2.2.1. A Política de Conteúdo Local Brasileira

Duas perguntas são fundamentais para a avaliação da política de CL brasileira no setor de petróleo: (i) a política atinge os seus objetivos?; e (ii) quais os custos dessa política para a sociedade?

Os objetivos da política de CL brasileira nunca foram claramente definidos. Não obstante, pode-se tomar por base os objetivos do Pedefor, definidos no Art. 1º do Decreto nº 8.637/2016:

“(…)

I - elevar a competitividade da cadeia produtiva de fornecedores no País;

II - estimular a engenharia nacional;

III - promover a inovação tecnológica em segmentos estratégicos;

IV - ampliar a cadeia de fornecedores de bens, serviços e sistemas produzidos no País;

V - ampliar o nível de conteúdo local dos fornecedores já instalados; e

VI - estimular a criação de empresas de base tecnológica.”

Observam-se dois focos principais: o desenvolvimento da cadeia de fornecedores (incisos I, IV e V); e o estímulo à tecnologia e à especialização (incisos II, III e VI). A política de CL pode ser considerada eficaz caso esses objetivos sejam atingidos de maneira sustentável e duradoura. O desenvolvimento da

cadeia produtiva, por exemplo, deve resultar no estabelecimento de um setor competitivo, capaz de competir globalmente com seus produtos e serviços.

No entanto, estudos apontam resultados pouco sustentáveis. Após dezenove anos de política de CL no setor, a cadeia de fornecimento brasileira é, em média, pouco competitiva. Análises já estimavam sobrecustos elevados na contratação local em 2010, podendo chegar a 50% em diversos casos⁴⁸. Além disso, em 2012, apenas 24% das empresas exportavam parte de sua produção, sendo que 80% delas tinham apenas 10% do seu faturamento originado por exportações⁴⁹.

Um estudo hoje em andamento, conduzido por consultoria contratada no âmbito do Pedefor, aponta para a continuidade da situação de baixa competitividade da indústria parapetrolífera local. A exceção mais evidente nos estudos analisados é o ramo de equipamentos submarinos, em que a indústria local, composta principalmente de subsidiárias de grandes multinacionais, compete internacionalmente⁵⁰.

Em relação ao estímulo à tecnologia, há pouca inovação e baixa transferência de conhecimento no cenário local. As empresas parapetrolíferas praticam, em média, baixos níveis de investimento em P&D no país⁵¹. A importação de equipamentos críticos e a realização de atividades de planejamento nas sedes estrangeiras das multinacionais são fatores que prejudicam o aprendizado tecnológico local⁵².

Volta-se agora à segunda pergunta: quais são os custos da PCL para a sociedade?

Em primeiro lugar, há custos administrativos. A mobilização de força de trabalho para certificação, monitoramento e demais trâmites inerentes à política exige o dispêndio de recursos da sociedade civil (como no estabelecimento de firmas certificadoras) bem como de recursos públicos (especialmente na atuação da agência reguladora). Sabe-se, por exemplo, que os pedidos de concessão de *waiver* geraram grande carga de trabalho para a ANP, que teve dificuldade em atendê-los tempestivamente. Boa parte destes custos pode ser reduzida com a racionalização da política, caminho trilhado recentemente.

No entanto, outros custos relevantes estão ocultos: a baixa competitividade da indústria local eleva a expectativa de gastos e estende o cronograma de investimentos dos agentes de exploração e produção, que repassam essa expectativa ao preço ofertado nos leilões. Portanto, quanto maiores e mais custosas as exigências de conteúdo local, menores a concorrência e o preço obtidos nos leilões de petróleo e gás natural. Embora seja difícil quantificar esse efeito, um modelo utilizado pelo IBP em estudo sobre o tema⁵³ estimou que o *break-even* dos projetos de exploração e produção podia ser elevado em até 30% pelas exigências de conteúdo local.

⁴⁸ PINTO JÚNIOR, H. Q.; IOOTY, M. *Perspectivas de desenvolvimento do setor de petróleo e gás no Brasil. In: Infraestrutura econômica no Brasil: diagnóstico e perspectivas para 2025*. Brasília: Ipea, 2010.

⁴⁹ ARAÚJO, B.; MENDES, A.; COSTA, R. *Perspectivas para o desenvolvimento industrial e tecnológico na cadeia de fornecedores de bens e serviços relacionados ao setor de P&G*. In: BNDES 60 anos - Perspectivas Setoriais. BNDES. 2012

⁵⁰ IBP. *Custos e Benefícios da Atual Política de Conteúdo Local*. Rio de Janeiro, 2016.

⁵¹ ARAÚJO, B.; MENDES, A.; COSTA, R. *Perspectivas para o desenvolvimento industrial e tecnológico na cadeia de fornecedores de bens e serviços relacionados ao setor de P&G*. In: BNDES 60 anos - Perspectivas Setoriais. BNDES. 2012

⁵² ALMEIDA, R. F. D. *Políticas de conteúdo local e setor para-petroleiro: uma análise comparativa entre Brasil e Noruega*. UFRJ. Rio de Janeiro, 2015.

⁵³ IBP. *Custos e Benefícios da Atual Política de Conteúdo Local*. Rio de Janeiro, 2016.

A menor atratividade e, por consequência, os menores preços dos leilões reduzem a arrecadação da União, dos estados e dos municípios, diminuindo a quantidade de recursos públicos auferidos, que teriam o potencial de melhorar a qualidade de vida da população. Além disso, o aumento de custos pode tornar inviáveis investimentos em campos menos atrativos, afetando o potencial de geração de renda e emprego da indústria de petróleo.

A dificuldade de quantificar com precisão os potenciais impactos (positivos e negativos) da política de CL dificulta a sua efetiva formulação e a capacidade de avaliação. Os percentuais de conteúdo local precisam ser calibrados, mas não há uma maneira clara de relacionar esses percentuais com os efeitos desejados. Multas precisam ser definidas, mas o cálculo do seu valor ótimo é difícil de ser realizado. Por maior que seja a competência técnica dos agentes governamentais, não há uma relação simples entre os valores propostos e os seus efeitos.

Por fim, a ligação causal entre os percentuais de conteúdo local e o desenvolvimento da cadeia não é diretamente mensurável. Este fato contribui para a ausência de um mecanismo de avaliação e acompanhamento dos efeitos da política de CL. Nesse ambiente de incerteza, os formuladores de políticas públicas têm maior dificuldade de avaliar o impacto de suas ações e a pertinência dos pleitos dos diversos agentes envolvidos.

4.2.2.2. Política de CL e Política Industrial

As políticas de conteúdo local fazem parte de uma categoria mais ampla: a das políticas industriais, ou de desenvolvimento produtivo. Há duas dimensões principais que permitem categorizar uma política industrial: a transversalidade da política e o tipo da intervenção utilizada.

Quanto à transversalidade, a política industrial pode ser horizontal ou vertical. Ações horizontais são aquelas que têm efeito sobre todos ou sobre a maioria dos setores. São exemplos de ações horizontais: investimento público em infraestrutura básica, incentivo à pesquisa e ao desenvolvimento de tecnologias, incentivo à educação e à especialização da força de trabalho, entre outras. Por outro lado, ações verticais são aquelas direcionadas a um setor produtivo determinado, como subsídios a atividades específicas, empréstimos a taxas reduzidas para projetos selecionados ou, no caso do setor de petróleo, exigência mínima de conteúdo local em projetos de investimento.

Em relação ao tipo de intervenção, pode-se prover um bem público ou pode-se intervir diretamente nas condições de mercado. Quando o governo provê um bem público, como infraestrutura, regras para coordenação entre setores, ou mesmo acesso à informação, o próprio mercado ajusta preços, despesas, demanda e oferta em um processo de adaptação à nova realidade. Já a intervenção direta afeta especificamente uma destas variáveis. É o caso, novamente, das exigências de conteúdo local, que aumentam artificialmente a demanda por produtos nacionais, como também é o caso dos subsídios (que reduzem artificialmente custos).

Pode-se, portanto, classificar a política de CL como uma política industrial vertical e de intervenção direta no mercado. Em outras palavras, ela representa uma decisão do poder público de alterar artificialmente a demanda (intervenção direta) em um setor específico (verticalidade). Neste caso, a demanda pelo fornecimento de bens e serviços nacionais às empresas de exploração e produção de petróleo e gás natural.

Políticas verticais idealmente têm o potencial de resolver problemas bem delimitados e de remover gargalos específicos. Contudo, tais políticas também

são mais vulneráveis à pressão política dos agentes envolvidos e a falhas de governança. É normalmente preferível, portanto, o estabelecimento de políticas públicas horizontais, desde que sejam capazes de solucionar os problemas identificados. A horizontalidade protege as ações governamentais da pressão individual de setores e empresas, podendo ter resultados mais amplos que os observados em políticas verticais.

Em relação à forma de intervenção, costuma ser preferível o provimento de bens públicos, em lugar da intervenção direta no mercado. Em geral, é difícil estimar o nível adequado de demanda, de oferta ou de preços para cumprir os objetivos da política. As distorções causadas por esse tipo de alteração artificial podem ter diversas consequências no equilíbrio dos mercados.

Os efeitos negativos na produtividade e na arrecadação são também de difícil mensuração. O provimento de bens públicos, por sua vez, é uma alternativa mais segura, por permitir que o próprio mercado se ajuste. Supõe-se, claro, um certo nível de concorrência e bom funcionamento neste mercado. Uma situação de monopólio pode requerer outros tipos de ação.

Em resumo, a política de CL é uma política industrial de relativo risco, com custos ocultos, de difícil acompanhamento e quantificação, propensa ao *lobby* setorial e capaz de impor uma série de distorções ao mercado. O seu uso eficaz é possível, mas pressupõe: (i) a consistência com as demais políticas de governo, especialmente a política industrial; (ii) regras transparentes e bem definidas, o que inclui objetivos e cláusulas de parada; (iii) a minimização dos custos e da complexidade da política; (iv) o uso de indicadores claros de competitividade, como o nível de exportações no setor, para acompanhamento dos resultados; e (v) a correção de falhas de mercado e de governo relacionadas, com especial atenção à capacidade de governança, de transferência de conhecimento e de desenvolvimento tecnológico⁵⁴.

No Brasil, especificamente, há dificuldade para atender aos critérios enumerados acima. São especialmente evidentes: a ausência de política industrial que fundamente a política de CL; a ausência de cláusula de parada, o que estende a política indefinidamente no tempo e estimula a ineficiência dos agentes; a fragilidade da governança; e a ausência de indicadores de competitividade para acompanhamento dos resultados.

Todavia, alguns aspectos da política de CL se beneficiaram da governança estabelecida pelo Pedefor recentemente. As melhorias incluem uma maior clareza nos seus objetivos, ao menos no âmbito da lei de criação do Pedefor; a redução significativa dos custos e da complexidade da política; e a maior atenção às questões de desenvolvimento tecnológico, embora as ações a serem tomadas ainda estejam em discussão.

4.2.3. Propostas

Em primeiro lugar, é de interesse da sociedade que o país crie condições para o desenvolvimento industrial e tecnológico sustentável. Para tal, é preciso que a política industrial seja formulada com uma visão ampla e objetiva, de modo a fundamentar as ações mais específicas, como as voltadas para o setor

⁵⁴ Tordo, S., M. Warner., O.E. Manzano and Y. Anouti, *Local Content Policies in the Oil and Gas Sector, A World Bank Study*. 2013.

parapetrolífero nacional. Além disso, estas ações específicas devem primar pela transparência e devem ser sustentáveis no longo prazo.

Com este objetivo em mente, sugerem-se duas ações paralelas:

- i) Estabelecer comitê interministerial, nos moldes do Pedefor, para elaboração de política industrial integrada e horizontal; e
- ii) Readequar a estrutura da política de CL no setor parapetrolífero, com foco em transparência e competitividade;

Estas propostas estão em linha com avaliação feita pelo Tribunal de Contas da União (TCU)⁵⁵, que recomendou, dentre outras coisas, a inserção da política de CL dentro do contexto de uma política industrial mais ampla; a definição de objetivos específicos e métricas de avaliação de resultados; e o estabelecimento de cláusulas de parada.

A seguir, são descritas cada uma das propostas.

4.2.3.1. Programa interministerial para elaboração de política industrial

A Sefel entende adequado o estabelecimento de programa governamental para tratar da política industrial brasileira no sentido mais amplo. A ausência de tal política restringe a efetividade da política de CL, que deveria existir de forma integrada com os objetivos maiores do desenvolvimento da indústria nacional.

O programa proposto teria governança e composição semelhantes à do Pedefor, com algumas adequações, como a retirada de órgãos que não possuem competência de formulação de políticas públicas, como a Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) e o BNDES. Não obstante, estes e todos os órgãos e entidades relevantes à discussão poderiam participar na condição de convidados. Entende-se que, ao agregar óticas de diversos ministérios, órgãos governamentais e setores da sociedade, pode-se chegar a uma análise adequada para embasar as ações de política industrial.

Os objetivos específicos do programa seriam:

- i) A proposição de diretrizes para a política industrial nacional;
- ii) A identificação dos problemas regulatórios e estruturais que reduzem a competitividade da indústria e a atratividade dos investimentos no país, como: falhas de mercado e de governo, custos burocráticos, gargalos de infraestrutura, questões tributárias, dentre outros; e
- iii) A proposição de um pacote de ações governamentais para solução dos problemas identificados, dando preferência a ações horizontais com foco em provimento de bens públicos, e não a ações verticais com intervenção direta no mercado.

O exame adequado dos problemas que contribuem para o chamado “custo Brasil” resultarão em ações benéficas para o crescimento nacional. Além disso, o estabelecimento de fundamentos de política industrial permitirá a integração de políticas específicas, como a política de CL do setor parapetrolífero, que hoje são realizadas de forma *ad hoc*.

⁵⁵ TCU, Acórdão nº 3.072/2016.

4.2.3.2. Adequação da política de CL

Uma série de adequações podem ser feitas à política de CL, de modo a racionalizar sua estrutura. A Sefel entende que a política de CL atual se beneficiaria especialmente das seguintes ações:

- i) Definição clara de objetivos, com foco em competitividade e desenvolvimento tecnológico;
- ii) Definição de cláusula de parada, com critério que, na prática, imponha um limite temporal à política de CL;
- iii) Definição de métricas claras de competitividade para acompanhamento dos resultados; e
- iv) Manutenção da simplicidade burocrática alcançada nos últimos anos, evitando a volta do processo de *waiver* e da extensa lista de itens e subitens.

Estas ações visam à maior transparência da política e ao estímulo à competitividade da indústria parapetrolífera local.

Além disso, como já citado anteriormente, a composição atual do Pedefor demonstra incoerência ao incluir órgãos que não possuem competência de formulação de política pública, como a FINEP e o BNDES. Seria mais adequado que esses órgãos participassem do programa na condição de convidados. Nesse mesmo sentido, seria adequada a inclusão do MPDG como membro titular, visto que esse ministério está tradicionalmente envolvido na formulação das políticas de infraestrutura.

Por fim, em relação às atuais discussões acerca do estabelecimento de incentivos e bonificações de CL, este pode ser um mecanismo vantajoso para resolução de problemas pontuais, como potenciais passivos de multas acumulados ao longo da política de CL. No entanto, recomenda-se cautela para que não haja um retorno à discricionariedade e complexidade da política de CL anterior na seleção de itens e atividades. A preferência por horizontalidade e simplicidade deve ser mantida também na formulação de incentivos e bonificações.

4.3. Regulamentação do Consumidor Livre de Gás Natural

4.3.1. Contextualização

Antes da Lei nº 11.909/2009, todo consumidor final deveria contratar volumes de gás natural com as distribuidoras concessionárias estaduais, não podendo firmar contratos diretamente com o agente ofertante. A partir desta lei, estes agentes, desde que estejam autorizados pela ANP, podem firmar contratos diretamente com o comercializador de gás, respeitando os direitos da distribuidora na prestação do serviço local de gás canalizado, que, constitucionalmente, caracteriza-se como monopólio estadual⁵⁶.

⁵⁶ Conforme disposto no §2º do Art. 25 da Constituição Federal Brasileira de 1988:

Art. 25. Os Estados organizam-se e regem-se pelas Constituições e leis que adotarem, observados os princípios desta Constituição.

.....
§ 2º - Cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para a sua regulamentação.

Além de introduzir o conceito da comercialização de gás natural direta com produtores, comercializadores e importadores, a nova Lei nº 11.909/2009 instituiu no mercado brasileiro as figuras do autoprodutor, do autoimportador e do consumidor livre. Esses mecanismos são benéficos para o desenvolvimento do mercado no sentido em que aumentam a eficiência na negociação e, respectivamente, na contratação, bem como na maior possibilidade de acesso ao mercado pelos ofertantes.

As figuras do autoprodutor e autoimportador se encontram sob a esfera de regulação federal sendo, portanto, reguladas pela ANP. Atualmente, apenas duas empresas possuem registro da ANP para atuarem como autoprodutor (Petrobras e Imetame) e duas possuem registro de autoimportador (Petrobras e EPE – Empresa Produtora de Energia Ltda).

Embora esses agentes consumam gás e não comercializem com as distribuidoras, eles utilizam as instalações de distribuição das companhias locais de distribuição de gás e, por isso, devem firmar com elas contrato de operação e manutenção dessas redes. Isso quer dizer que tais agentes contratam o serviço de distribuição junto às distribuidoras, mas não contratam o gás natural com elas.

Já o consumidor livre não está sob a esfera de regulação federal e cada estado pode estabelecer os seus próprios critérios de enquadramento. Apenas doze estados já publicaram normas para regulamentar suas atividades: São Paulo, Rio de Janeiro, Espírito Santo, Maranhão, Amazonas, Minas Gerais, Mato Grosso do Sul, Pernambuco, Sergipe, Paraná, Mato Grosso e Pará. Entretanto, em cada estado há previsão de regras distintas quanto ao volume mínimo de consumo, formas para acessar o mercado livre ou para voltar ao mercado cativo da distribuidora, dentre outros aspectos.

Além disso, um fato que chama atenção na comercialização do gás no Brasil é a limitada ocorrência da celebração de contratos firmados diretamente com consumidores livres, apesar de estados relevantes já a terem regulamentado. Neste contexto, consumidores que poderiam adquirir gás diretamente de fornecedores estão adquirindo o energético por meio das concessionárias estaduais.

4.3.2. Diagnóstico

A entrada de novos comercializadores no mercado enfrenta fortes barreiras comerciais. No atual arcabouço regulatório, as companhias de distribuição de gás canalizado na comercialização do energético têm fortes incentivos para atuar de forma a não permitir que terceiros tenham efetivas condições de concorrer neste mercado. A possibilidade de monopolizar a atividade de comercialização traz inegáveis vantagens para a concessionária, mas não necessariamente para o consumidor.

Percebe-se que muitas regulações estaduais, que deveriam caminhar no sentido de aprimorar o seu arcabouço e com isso atrair investimentos, seguem o caminho contrário de inviabilizar a presença de consumidores livres. Por exemplo, em grande parte dos estados não foram criadas agências reguladoras responsáveis pela fiscalização do setor, ou elas não são regulamentadas de maneira a permitir seu bom funcionamento. Outrossim, as tarifas, em alguns casos, são calculadas sem a devida transparência. Neste cenário, o ambiente negocial não consegue prosperar.

Os benefícios da abertura do mercado são conhecidos. O mercado livre fornece aos usuários finais a capacidade de buscar condições mais favoráveis no seu suprimento de gás natural e, em consequência, de aumentar a sua

competitividade. Ademais, a instituição de consumidores livres estimula a entrada de novos supridores, pois cria liquidez no mercado ao reduzir o risco de entrada desses novos agentes. Em algumas regiões, o potencial de gás, atualmente não explorado, pode ter seu desenvolvimento catalisado.

Outrossim, a necessidade de maior movimentação do energético exige aumento do volume de investimentos para a expansão das redes de distribuição, beneficiando diretamente a remuneração das distribuidoras.

Sob este aspecto, cumpre salientar que todos os Estados da federação seguem a prática de *pass-through* do preço do gás (molécula e tarifa de transporte). Portanto, o custo ou benefício da aquisição do gás natural deveria ser repassado diretamente para os consumidores, sem acréscimos. Destarte, as empresas distribuidoras não deveriam ser impactadas economicamente pela instituição do consumidor livre, já que não são remuneradas pela comercialização do gás, mas pela remuneração dos investimentos realizados na sua rede de distribuição e pelo custo de operação e manutenção.

Os mesmos benefícios esperados para as distribuidoras podem ser aplicados para o segmento de transporte. O crescimento do mercado de gás exige a ampliação da malha de gasodutos de transporte, sendo esperado crescimento dos investimentos e a atração de novos agentes.

Neste sentido, o novo marco legal (Projeto de Lei nº 6.407/13, na forma do substitutivo apresentado pelo deputado Marcus Vicente em dezembro de 2017), que dispõe sobre medidas para fomentar a indústria de gás natural e revoga a Lei nº 11.909/09, introduz mudanças importantes no setor de gás natural, com impactos relevantes no ambiente regulatório e concorrencial.

No segmento de transporte, a introdução do regime de contratação de capacidade por entrada e saída, prevista no novo marco legal, tende a melhorar as condições de acesso à malha de dutos e, por conseguinte, estimular a entrada de novos agentes ofertantes nesse mercado.

Não obstante, no caso da figura do consumidor livre, o avanço foi limitado. A proposta, modificada no Congresso Nacional atua apenas no sentido de incluir a regulação da ANP no âmbito da normatização de tal figura. Contudo, não está claro como ocorreria a delimitação da fronteira entre a competência federal e estadual e, portanto, não há garantia do efetivo tratamento dessa questão pelo novo marco.

Há um grande temor dos estados de que a transferência da regulamentação do consumidor livre, da esfera estadual para a federal, gere perda de receitas para as distribuidoras estaduais no curto prazo. Esse argumento não parece fazer muito sentido, uma vez que a distribuidora é remunerada pelo uso da rede, que não deve sofrer alteração. Mas, como as regulações estaduais não são transparentes, possivelmente há incidência de margem de distribuição na aquisição da molécula (*pass-through*), algo que deveria acontecer apenas na tarifa de movimentação do energético nos dutos das distribuidoras.

4.3.3. Propostas

A proposta original oriunda da iniciativa Gás para Crescer, em que a esfera federal daria as diretrizes para a regulação dos consumidores livres é, sem dúvida, o melhor modelo. Não obstante, diante da alteração dessa proposta no âmbito das discussões do projeto de lei na Câmara dos Deputados, e como forma de gerar um incentivo à adesão ao modelo proposto, sugere-se um mecanismo de

transição.

Com o objetivo de mitigar os efeitos de uma eventual perda de arrecadação das distribuidoras estaduais, a proposta é criar um encargo provisório a ser cobrado no segmento de transporte. O valor desse encargo incidiria sobre a contratação de capacidade pelo modelo de entrada e saída. O montante arrecadado deverá compor um fundo a ser rateado entre as distribuidoras estaduais.

A forma e os critérios de rateio podem ser definidos em regulamento, mas só terão acesso a esse fundo as distribuidoras dos estados que já tenham regulamentado a figura do consumidor livre. Gradualmente, com o desenvolvimento do mercado de gás natural, diminui-se o encargo provisório até sua completa revogação.

Mantendo o atual status quo do ponto de vista legal, avalia-se que medidas de cunho infralegais podem ser implementadas com o objetivo de estimular o desenvolvimento do mercado de gás natural.

Uma proposta é a criação de um guia técnico de boas práticas regulatórias pela ANP. A sistematização de boas práticas na atividade regulatória, com orientações e recomendações teria o condão de proporcionar a incorporação na regulamentação estadual de práticas exitosas nacionais e internacionais, a consolidação das experiências positivas e o avanço organizacional.

A partir desse guia, haverá um ordenamento das agências reguladoras estaduais conforme a aderência às boas práticas regulatórias. Este processo dará uma boa sinalização aos investidores no tocante aos estados que valorizam a abertura e o fortalecimento do mercado.

Outra proposta é a elaboração de um pacto nacional, entre a União e os estados, para harmonização das regras de regulação do gás natural. No entanto, o instrumento dependerá da adesão voluntária das unidades estaduais da Federação.

5. COMBUSTÍVEIS

5.1. Aspectos institucionais e abordagem estrutural na defesa da concorrência

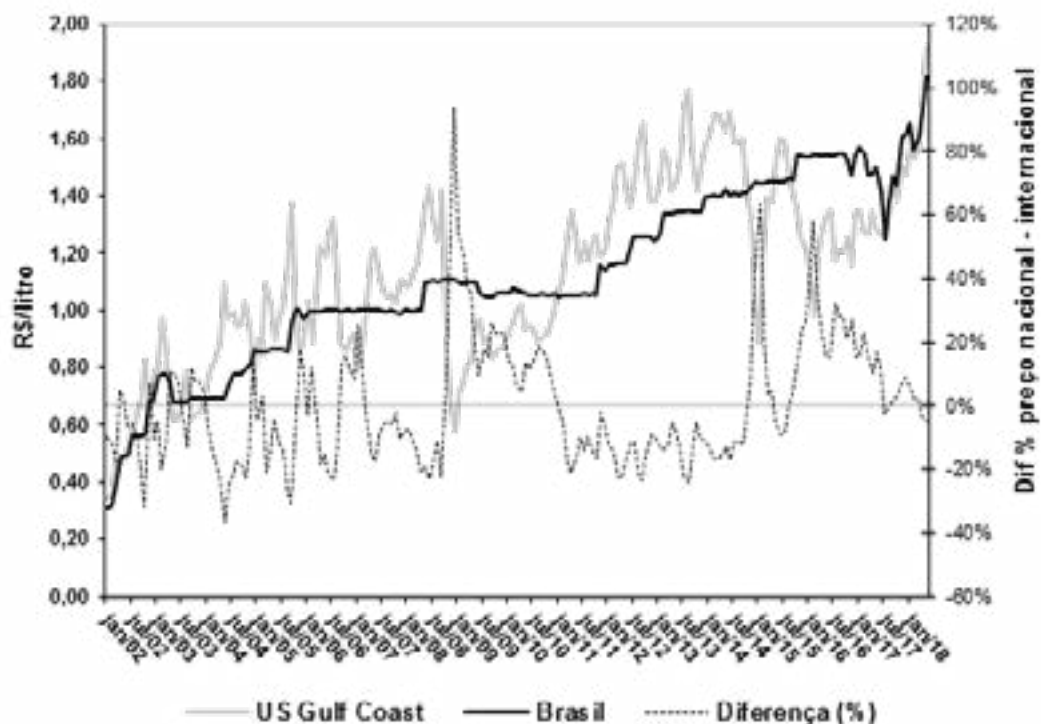
5.1.1. Contextualização

Pode-se dizer que desde a década de 1950 o Governo controlava, em alguma medida, os preços dos combustíveis. Esse cenário começou a se modificar a partir de 1997, com a publicação da Lei do Petróleo. Essa lei foi responsável por um novo arcabouço de gestão e regulação, com um novo papel para o Estado.

Assim, a nova lei do petróleo estruturou as instituições de regulação e de política energética, ao criar a ANP, para regular e fiscalizar o setor; e o CNPE, para estabelecer as diretrizes da política energética nacional. Isso permitiu a flexibilização do mercado e instituiu a concorrência nesse setor.

De 1997 a 2002, ocorreu um período de transição até se chegar à completa liberalização⁵⁷ dos preços dos combustíveis nas refinarias. Contudo, nos anos que se sucederam, em um mercado caracterizado pela manutenção de elevada concentração de mercado no segmento de refino, os preços nacionais não acompanharam tempestivamente as variações do preço da *commodity* no mercado internacional, como pode ser observado na Figura 3.

Figura 3: Relação entre os preços nacionais e internacionais de gasolina ao produtor.



Conforme é possível observar na Figura 3, o preço nacional não variou tanto quanto o índice internacional de referência, ficando acima ou abaixo deste durante determinados períodos. Por exemplo, no período que vai dos últimos meses de 2008 ao fim de 2010, o preço nacional da gasolina tipo “A” esteve consistentemente maior que o internacional. Já no período subsequente, de 2011 a meados de 2014, esteve consistentemente menor.

A Petrobras, na condição de quase monopolista de refino no país, teve condições de dissociar as mudanças no seu nível de preço no refino do preço internacional, a despeito da volatilidade no mercado externo. Ajustes no nível dos preços foram realizados de tempos em tempos, replicando parcialmente a tendência de alta internacional, de forma não tempestiva.

Vale observar que as defasagens em relação aos preços internacionais não seguiram uma regra previsível. Além disso, não foram consumados pelo CNPE atos que orientassem qualquer diretriz de política pública acerca da defasagem no repasse dos preços. Desse modo, é possível afirmar que a defasagem de preços e as consequências no balanço da Petrobras foram ações de responsabilidade do próprio conselho de administração da empresa, não configurando ato formal de política energética.

⁵⁷ Conforme determinação do art. 69 da Lei nº 9.478/1997, que previa que os reajustes do preço do petróleo pelo poder executivo seriam realizados apenas até 31 de dezembro de 2001.

Em outubro de 2016, a Petrobras anunciou nova política de preços, que levaria em consideração a paridade com os preços internacionais, além de outros fatores⁵⁸. O preço doméstico passou a variar com maior frequência, acompanhando as oscilações externas. No entanto, como mostra o Gráfico 1, o preço nacional se aproximou do praticado no mercado internacional apenas a partir de julho de 2017.

Ainda em 2016, iniciou-se ampla discussão sobre ações efetivas de advocacia da concorrência no setor de combustíveis. As minutas colocadas em consulta pública pela ANP, assim como a nota do CADE⁵⁹, são exemplos dessa discussão.

Nesse contexto, vale mencionar que o inciso I do art. 8º da Lei nº 9.478/1997 dá à ANP o respaldo para atuar na regulação econômica do setor de combustíveis, no que diz respeito à regulação do mercado e à proteção dos interesses dos consumidores em relação ao preço e à oferta dos produtos. Nesse sentido, embora haja liberdade de estabelecimento de preço, a concentração de mercado no refino e na distribuição de combustíveis no Brasil gera desequilíbrio passível de intervenção regulatória.

5.1.2. Diagnóstico

Tanto nos momentos em que houve defasagem no repasse dos preços quanto naqueles em que os preços domésticos ficaram acima dos preços internacionais observa-se que a elevada concentração de mercado no refino teve consequências para os contribuintes e para os consumidores. A baixa transparência na formação dos preços pode colocar em xeque a percepção de legitimidade dos preços praticados. O recente episódio da greve dos caminhoneiros ilustra esse fato de forma apropriada.

Os caminhos para atenuar esses efeitos são conhecidos e passam pelo aumento da transparência na formação de preços e da concorrência no setor de combustíveis. Posto isso, cabe destacar que a ANP possui competência institucional para estabelecer medidas de reequilíbrio do mercado, podendo promover restrições regulatórias em determinados segmentos em prol da defesa da concorrência.

Faz-se oportuno também citar que a Petrobras divulgou, em 27/04/2018, Fato Relevante em que expõe sua intenção de alienar participação em refino e logística no país. De acordo com a empresa, “o modelo prevê a criação de duas subsidiárias, uma reunindo ativos da região Nordeste e a outra reunindo ativos da região Sul. A Petrobras pretende vender 60% de sua participação acionária em cada uma dessas novas sociedades”.

Embora seja positiva e sinalize menor concentração no mercado no futuro, esse Fato Relevante *per se* indica a necessidade de tanto os órgãos de defesa da concorrência, quanto os formuladores de políticas públicas no setor de combustíveis, acompanharem o modelo de desestatização ora proposto pela Petrobras. Entende-se que esse acompanhamento deve extrapolar o exame dos atos de concentração pelo CADE e se relacionar à própria política pública do setor de combustíveis.

⁵⁸ Fonte: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/fato-relevante-diretoria-executiva-aprova-politica-de-precos>

⁵⁹ CADE – Conselho Administrativo de Defesa Econômica. *Contribuições do CADE - Repensando o setor de combustíveis: medidas pró-concorrência*. Departamento de Estudos Econômicos – CADE. Brasília – DF, 36 páginas. 2018

Nesse sentido, o que importa aos formuladores de política pública é que a venda dos ativos de refino seja acompanhada de condicionantes que garantam a concorrência nesse segmento. Em outras palavras, é importante para a sociedade que a política de desinvestimento da Petrobras resulte em uma estrutura de mercado verdadeiramente concorrencial.

5.1.3. Propostas

Algumas das possíveis medidas pró-concorrenciais são as seguintes: o estabelecimento de requisitos regulatórios para facilitar o acesso a terminais de armazenagem e movimentação, a dutos e a outras *essential facilities*; restrições no âmbito societário; e fixação de *market share* máximo em segmentos ou regiões.

A fim de se definir tal modelo, deverão ser levados em conta os aspectos geográficos do mercado, a definição dos mercados relevantes, bem como as condições de acesso a infraestruturas de estocagem, movimentação e transporte de combustíveis.

Entende-se que, em termos normativos e institucionais, os condicionantes podem ser consumados em três frentes não excludentes entre si. A primeira se dá no âmbito da inclusão dos referidos ativos de refino no Programa Nacional de Desestatização – PND. Nesse caso, o Conselho do Programa de Parcerias de Investimentos possui a delegação para incluir requisitos concorrenciais na definição do modelo operacional e das condições aplicáveis à privatização.

A segunda frente se dá no âmbito das atribuições regulatórias da ANP para atuar em questões de transparência, mecanismos de acesso a *essential facilities*, entre outras.

A terceira frente ocorre por meio dos julgamentos de concentração econômica, de competência do CADE, que em sua decisão pode aprova-los integralmente, rejeitá-los ou aprová-los parcialmente, caso em que determinará as restrições que deverão ser observadas como condição para a validade e eficácia do ato. As restrições mencionadas incluem a possibilidade de venda de ativos ou de um conjunto de ativos que constitua uma atividade empresarial; cisão; alienação do controle societário; separação contábil ou jurídica, entre outros.

Não obstante, caso haja um recuo da empresa quanto à alienação dos ativos de refino, a União possui a prerrogativa de realizar ações mandatórias para a venda de ativos. Essas ações encontram exemplos em reformas internacionais de segmentos regulados no passado, dentre as quais é possível citar as reformas do setor de gás na Europa na década de 1990, onde houve a obrigação de alienação de ativos e desverticalização no setor, a fim de se obter um mercado mais aberto.

5.2. Venda direta de etanol aos postos

5.2.1. Contextualização

A regulação do setor de combustíveis proíbe a venda direta de produtores para os postos de combustíveis. O elo intermediário dessa cadeia é a distribuição, atividade regulada pela Resolução ANP nº 58/2014.

O setor de distribuição de etanol é concentrado em três grandes empresas, que compreendem cerca de 55% do mercado de etanol hidratado⁶⁰. A análise da evolução do market share do setor⁶¹ mostra relativa mobilidade entre as distribuidoras menores, sem ameaçar a participação das firmas dominantes.

Por outro lado, há maior dispersão entre os produtores, com 384 usinas que produzem etanol autorizadas a operar pela ANP. Há grande concentração de usinas na Região Sudeste, que é também o maior centro consumidor de etanol, e, em menor grau, na Região Centro-Oeste. Ambas as regiões produzem mais do que consomem, comercializando o excedente com o restante do país e com o exterior. A Região Nordeste, por sua vez, concentra um número relevante de produtores nos estados de Alagoas, Pernambuco e Paraíba, mas apresenta demanda maior que a oferta, adquirindo de outros estados e países parte do etanol que consome.

Recentemente, a ANP buscou contribuições da sociedade, por meio da Tomada Pública de Contribuições nº 2/2018, sobre a possibilidade de permitir a venda direta de etanol hidratado dos produtores para os postos revendedores. O etanol anidro não se enquadra na presente discussão, dado seu uso exclusivo na mistura à gasolina “A”, que continuaria a ser realizada pelas distribuidoras.

É interessante notar que, apesar de atualmente não permitir que o produtor comercialize diretamente com o posto revendedor ou com o consumidor final, a ANP faculta a venda direta do etanol hidratado ao mercado externo, sem a intermediação das distribuidoras.

Para se avaliar a pertinência e oportunidade de liberar a comercialização direta de etanol pelas usinas aos postos revendedores varejistas de combustíveis, alguns aspectos estruturais da cadeia de produção do etanol devem ser avaliados.

5.2.2. Diagnóstico

Primeiramente, é necessário avaliar a abrangência da medida, em especial no que tange à localização geográfica das áreas produtoras de cana-de-açúcar e, por sua vez, a localização das usinas/destilarias processadoras e o potencial de alcance da medida no território. Em termos espaciais, verifica-se uma distribuição relativamente mais homogênea nos estados de Minas Gerais e São Paulo. No restante do território nacional, há aglomerações espaciais de produtores, como no litoral da Região Nordeste e norte do estado do Paraná. Pode-se inferir que, em estados onde a produção e consumo ocorrem em localidades relativamente próximas, tendem a existir ganhos potenciais decorrentes da comercialização direta de etanol hidratado.

Os impactos nos preços ao consumidor serão diferentes em cada região, a depender dos custos logísticos e da competitividade do etanol hidratado. Não obstante, para se fazer uma análise desse impacto, deve-se considerar que, em muitos estados, hoje, o etanol não é competitivo em relação à gasolina, seu substituto.

Vale destacar que, a partir de 2003, a frota automotiva passou a apresentar vertiginoso crescimento dos veículos *flex*. Atualmente, cerca de 65% da frota total é de veículos bicomcombustível (gasolina C e etanol hidratado). Esse fator tecnológico

⁶⁰ Existem dois tipos de etanol: o etanol hidratado, que é utilizado diretamente como combustível nos veículos; e o etanol anidro, destinado à mistura obrigatória com a gasolina “A”. Esta mistura é realizada pelas distribuidoras, resultando na gasolina “C” vendida nos postos.

⁶¹ ANP. *Abastecimento em Números - Boletim Gerencial*. Superintendência de Distribuição e Logística. ANP. Ano 13, Nº 58. 2018.

representou um grande incentivo para o etanol se tornar um substituto quase perfeito da gasolina C. Por outro lado, no período de 2008 a 2017⁶², as vendas de etanol cresceram 2,3%, enquanto as vendas de gasolina C cresceram 75%.

Assim, parece evidente que o etanol hidratado encontra uma demanda potencial a ser ocupada de maneira competitiva nos próximos anos. Todavia, para que isso ocorra, faz-se necessário o aumento dos investimentos em áreas plantadas e usinas. Dentre outros fatores, um mercado aberto, desregulamentado e com preços transparentes, pode trazer mais incentivos a investimentos para alavancagem da produção de etanol hidratado. A liberação da venda de etanol aos postos revendedores é um desses incentivos.

De fato, dado o mercado relativamente concentrado no segmento de distribuição, com as principais empresas do segmento atuando também na produção e na revenda, as distribuidoras podem exercer poder de mercado tanto na compra do combustível das usinas quanto na venda aos postos revendedores. Uma vez que as distribuidoras também vendem gasolina, pode haver incentivos para que elas influenciem a demanda do etanol, na medida em que podem calibrar as margens dos dois produtos oferecidos aos postos.

Em relação ao Renovabio⁶³, a regulamentação não define que a emissão de CBio está vinculada à venda da distribuidora. Dessa forma, os produtores poderão comercializar normalmente com os revendedores, mantendo seu direito de emissão dos CBios. Por conseguinte, a priori, a implementação da venda direta aos postos não trará prejuízos nem mesmo distorções na implementação do programa.

Acerca da possibilidade de os produtores de etanol constituírem distribuidora para poderem vender o produto para os postos de revenda, os requisitos são extensos e não se restringem unicamente à capacidade financeira. Além da exigência de capital social de R\$ 4,5 milhões e o controle de um tanque de 750 m³ de capacidade, há ainda uma série de conformidades adicionais, dentre as quais uma frota rodoviária e instalações de tancagem adicionais.

Outro ponto se refere aos aspectos de ordem tributária, em especial, na questão da tributação no elo da distribuição. Considera-se de fundamental importância a contínua e gradativa adaptação do mercado no sentido de se alcançar os ganhos de eficiência produtiva potenciais da medida ora em apreço. Deste modo, é importante ter cautela na implementação da medida, a fim de evitar ou não induzir comportamentos fraudulentos no âmbito tributário, com impactos na esfera concorrencial, atendendo, também, a todos os requisitos que deverão ser estabelecidos pela Receita Federal do Brasil.

Ressalte-se que aqui não se está a defender o fim da venda do produtor ao distribuidor, mas sim o fim da sua obrigatoriedade, conferindo ao produtor o direito a realizar a venda direta aos postos revendedores.

5.2.3. Propostas

Se houver a comercialização direta de etanol hidratado para os postos revendedores, os produtores que vendem diretamente a esses postos terão um tratamento tributário diferenciado, no âmbito das contribuições para o PIS/Pasep e a Cofins, uma vez que não haverá fato gerador da incidência dos tributos no elo

⁶² Fonte: <http://www.anp.gov.br/dados-estatisticos>

⁶³ Veja descrição do Programa na seção 5.6.

da distribuição. Dessa forma, se não houver alteração legislativa, o etanol vendido diretamente aos postos passará a ser tributado exclusivamente na alíquota de R\$ 0,1309 por litro, enquanto que o etanol que transita pelo elo da distribuição terá alíquota de R\$ 0,2418 por litro.

Dada essa assimetria entre as comercializações, propõe-se concentrar a arrecadação total somente no elo da produção, o que exigirá alteração legislativa.

Na esfera estadual, cabe às distribuidoras, ao venderem o etanol hidratado, recolherem o ICMS como contribuintes substitutos. Portanto, também será necessária a realização de ajustes no elo responsável pelo recolhimento.

Por fim, outra proposta refere-se à atual restrição de que o posto revendedor que exibe marca comercial de um distribuidor comercialize exclusivamente combustíveis líquidos desse distribuidor (inciso II do art. 25 da Resolução ANP 41/2013). É importante a reavaliação dessa restrição em paralelo à eventual autorização da venda direta, por dois motivos. Primeiro, essa norma limita o alcance de eventual liberação da venda direta, que só poderia ser feita com os postos “bandeira branca”. Segundo, a liberação da venda direta pode gerar novos arranjos comerciais competitivos no setor, potencialmente aumentando a ineficiência da exclusividade na venda de combustíveis aos revendedores “bandeirados”.

5.3. Restrições concorrenciais no setor de combustíveis

5.3.1. Contextualização

No mercado brasileiro de distribuição e comércio varejista de combustíveis veiculares, verifica-se a seguinte configuração: (i) distribuidora de combustíveis que vende seus produtos somente para os revendedores de sua bandeira; (ii) distribuidora de combustíveis que vende seus produtos para os revendedores de sua bandeira e para os revendedores “bandeira branca”; e (iii) distribuidora de combustíveis que vende seus produtos somente para os revendedores de “bandeira branca”. Assim, no segmento de distribuição, as distribuidoras podem atuar por meio de revendedores de bandeira (exclusivos), por meio de revendedores de “bandeira branca” ou, ainda, nesses dois mercados simultaneamente.

Sob o aspecto regulatório, pode-se afirmar que há um conjunto de dispositivos que impactam na organização e na estrutura do mercado de combustíveis. Entre os principais dispositivos, destacam-se a restrição à verticalização entre segmentos e a proibição de comercialização a revendedor com bandeira diferente da distribuidora. Abaixo descreve-se detalhadamente esses dispositivos⁶⁴.

⁶⁴ Outro dispositivo relevante era a proibição de importação de combustíveis por distribuidoras. Esta proibição foi revogada recentemente pela ANP, de forma que as distribuidoras estão autorizadas a realizar diretamente a atividade de importação de combustíveis, sem necessidade da intermediação de um agente importador.

5.3.1.1. Restrição a verticalização entre segmentos

Desde a edição da Portaria ANP nº 116/2000, que regulamenta o exercício da atividade de revenda varejista de combustíveis, é proibido o exercício da atividade de revenda por parte do distribuidor, sendo a única exceção o posto escola, conforme seu art. 12:

Art. 12. É vedado ao distribuidor de combustíveis líquidos derivados de petróleo, álcool combustível, biodiesel, mistura óleo diesel/biodiesel especificada ou autorizada pela ANP, e outros combustíveis automotivos o exercício da atividade de revenda varejista.

A Resolução ANP nº 41/2013, estabeleceu os requisitos necessários à autorização para o exercício da atividade de revenda varejista de combustíveis automotivos. Em seu art. 8º, definiu as hipóteses nas quais a autorização para o exercício dessa atividade seria suspensa. In verbis:

.....

Art. 8º Será indeferida a solicitação de autorização à pessoa jurídica:

.....

IX de cujo quadro de sócios participe pessoa jurídica que seja autorizada pela ANP à atividade de distribuição de combustíveis líquidos autorizado pela ANP, à exceção dos casos autorizados para o exercício da atividade de posto revendedor escola por distribuidor de combustíveis automotivos

Assim, no Brasil, é vedado a um posto de gasolina pertencer formalmente a uma distribuidora.

5.3.1.2. Proibição de comercialização a revendedor com bandeira diferente da distribuidora

No Brasil, revendedores vinculados à marca de uma distribuidora são proibidos de comprar combustíveis de distribuidoras de marcas diferentes. Os revendedores sem bandeira podem comprar combustíveis de qualquer distribuidora. Esta vedação é dada pelo Art. 32 da Resolução nº 58/2014 da ANP. In verbis:

Art. 32 - É vedada a comercialização de combustíveis líquidos com revendedor varejista que não esteja autorizado pela ANP ou que optou por exibir a marca comercial de outro distribuidor(...).

§ 1º - Até que a ANP disponibilize sistema informatizado de autorização para o exercício da atividade de revenda varejista de combustíveis automotivos, se no endereço eletrônico da ANP constar a opção do revendedor varejista de exibir a marca comercial de outro distribuidor, o novo distribuidor somente poderá efetuar a comercialização de combustíveis após receber, do revendedor, a seguinte documentação:

(...)

§ 3º - É vedado ao distribuidor de combustíveis líquidos a utilização de marca cuja propriedade ou cessão de uso seja de outra pessoa jurídica.

§ 4º - O distribuidor de combustíveis líquidos detentor de mais de uma marca comercial somente poderá ostentar uma única marca de combustível líquido em cada revenda.

5.3.2. Diagnóstico

Embora seja clara a proibição da verticalização entre os segmentos distintos do mercado de combustíveis, são permitidos diversos arranjos contratuais que envolvem determinado grau de integração vertical. Um exemplo é quando a distribuidora é proprietária de terrenos onde se situam postos revendedores e de outros ativos necessários à revenda de combustíveis, envolvendo, na maioria das vezes, contratos de exclusividade.

A literatura empírica mostra⁶⁵ que, em alguns contextos, o lucro da firma verticalmente integrada é superior ao lucro conjunto das firmas *upstream* e *downstream* e o seu preço ao consumidor final é inferior. As evidências de que algum grau de verticalização pode ser desejável estão relacionadas com a economia de custos de transação. É necessário atentar-se, no entanto, à possibilidade de que possam existir práticas anticompetitivas relacionadas ou propiciadas pela verticalização.

Nesse sentido, é importante reconhecer que a preocupação por trás da vedação à integração vertical possa estar relacionada às possíveis práticas anticompetitivas que ela possa gerar. Porém, a integração vertical já ocorre por meio de contratos, obtendo efeitos parecidos (inclusive, alguns benéficos para a eficiência econômica) ao da integração propriamente dita (a societária).

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

Ao redor do mundo, pode-se citar o exemplo dos Estados Unidos e da Argentina. No primeiro caso, as empresas podem operar livremente em toda a cadeia de produção e comercialização de combustíveis. Não são observadas proibições à verticalização no setor, coexistindo, assim, diferentes formas de estrutura de governança (total integração com operação direta e franquia, contratos de fornecimento e agentes independentes). O mercado é caracterizado por um grande número de refinarias e ausência de uma significativa concentração de mercado.

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

O exemplo da Argentina também é ilustrativo ao apresentar um processo de reestruturação⁶⁶. A desregulamentação no setor foi iniciada na década de 1990 e possibilitou a entrada de postos revendedores de “bandeira branca” e de algumas pequenas empresas que distribuem combustível sob a égide de uma bandeira de menor expressão.

Na Argentina, o combustível produzido pelas refinarias pode ser vendido a distribuidores, grandes consumidores ou aos revendedores varejistas.

⁶⁵ Mac Dowell, Maria Cristina; Cavalcanti, José Carlos. *Integração vertical: um painel da literatura - Nova Economia*, 2013.

⁶⁶ SEREBRISKY, Tomas. *Análisis del Mercado de los Combustibles Líquidos en Argentina*. Buenos Aires. Fevereiro de 2001.

Outrossim, conforme apontado na nota do Cade⁶⁷, há estudos empíricos que demonstram que os custos e os preços da venda de gasolina aumentam quando se proíbe a referida verticalização. A nota em apreço observa o seguinte:

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

Sobre a questão da proibição de comercialização a revendedores com bandeira diferente da distribuidora, entende-se que esta vedação carrega consigo a justificativa de proteção do consumidor contra a comercialização de combustível de origem desconhecida por revendas que utilizem as marcas de penetração nacional, além de outras razões ligadas a confiabilidade da marca e da procedência do produto.

Entende-se que a preocupação inerente à justificativa acima pode fazer sentido, mas não parece justificar a interferência da agência reguladora em relações que poderiam acontecer no âmbito dos agentes privados. Ora, se uma distribuidora investe em qualidade e em sua marca para que seu produto seja mais valorizado, esse atributo deve estar refletido na negociação nos contratos realizados entre os agentes, com exigências de cláusulas de exclusividade e de informação do posto sobre a origem do combustível.

O mérito de o consumidor valorizar a diferenciação do produto de determinada marca é totalmente das empresas. Como consequência, a competição por preços pode ser arrefecida em detrimento da concorrência por meio da diferenciação do produto. O que não parece se justificar é a existência de uma espécie de “certificado” regulatório dado pela exclusividade da bandeira.

5.3.3. Propostas

Propõe-se que a ANP revogue a atual vedação à integração vertical entre distribuição e revenda. Além disso, propõe-se revogar a vedação à comercialização de combustível entre distribuidoras e postos revendedores de bandeiras diferentes da sua.

5.4. Mecanismos de amortecimento contra variações do preço dos combustíveis

5.4.1. Contextualização

A análise da literatura sobre como os países têm reagido às oscilações nos preços internacionais do óleo bruto é realizada medindo-se o grau de transmissão das variações de preços (*pass-through coefficient*). Os resultados apontam que,

⁶⁷ Repensando o setor de combustíveis: medidas pró concorrência. Contribuições do CADE. Maio de 2018

no período de 2005 a 2014, as economias avançadas e emergentes da Europa transmitiram mais fortemente as variações nos preços internacionais aos preços domésticos. Os países Latino Americanos/Caribenhos e da Ásia emergentes transmitiram parcialmente as variações, indicando a presença de subsídios associados à atividade. Os países do Oriente Médio e Norte da África exibiram a menor transmissão e forte subsídio (Kpodar e Abdallah, 2016)⁶⁸.

No Brasil, a implementação de um Mecanismo Automático de Amortecimento de Preços (MAAP), por meio de medidas de flexibilização e suavização da tributação nos setores de refino e distribuição de combustíveis e derivados (*downstream*), reduziria a volatilidade do preço final aos consumidores. Nesse sentido, se for do interesse do governo brasileiro, um MAAP pode ser implementado para proteger a economia brasileira das oscilações nos preços internacionais do barril de petróleo.

O MAAP é amplamente utilizado na comunidade internacional para que aumentos nos preços internacionais de combustíveis (gasolina, diesel, querosene, óleo combustível e GLP) não sejam repassados na sua totalidade, evitando tanto aumentos quanto quedas abruptas nos preços internos de varejo⁶⁹.

5.4.2. Diagnóstico

A fim de se elaborar um MAAP, alguns requisitos devem ser avaliados à luz dos objetivos que se perseguem e das restrições normativas e econômicas presentes. Pode-se afirmar que são atributos desejáveis ao MAAP: a flexibilidade para se alterar as suas bases de cálculo e alíquotas de acordo com a variação do preço do petróleo no mercado internacional, a transparência, a simplicidade e a clareza no funcionamento do mecanismo.

A seguir, apresentam-se as formas que um MAAP pode assumir.

5.4.2.1. Forma de aplicação

Em relação à sua forma de aplicação, o MAAP pode ser implementado por meio de tributo regulatório ou de subvenção econômica.

O mecanismo tributário consiste na incidência de alíquota maior quando o preço do petróleo estiver mais baixo, e de alíquota menor quando o preço estiver maior.

Já a subvenção ocorre por meio de pagamentos de recursos quando o preço do petróleo no mercado internacional estiver alto. Nesse mecanismo, há a vantagem de se explicitar no orçamento os custos do MAAP, conferindo transparência e acompanhamento da política pública. A subvenção pode ser executada por meio da utilização de fundo ou por meio de recursos orçamentários. Em ambos os casos, a cada ano o Congresso Nacional aprova um determinado valor a ser consignado na peça principal do orçamento e os recursos estão sujeitos a este limite.

⁶⁸ Kpodar, K. e Abdallah, C. *Dynamic Fuel Price Pass-Through: Evidence from a New Global Retail Fuel Price Database*. International Monetary Fund. IMF Working Paper WP/16/254. 2016.

⁶⁹ Coady, David et al. *Automatic Fuel Pricing Mechanisms with Price Smoothing: Design, Implementation, and Fiscal Implications*. International Monetary Fund. Fiscal Affairs Department. 2012.

Vale ainda mencionar que a execução da subvenção enseja a necessidade de gestão de suas receitas e despesas. A subvenção necessita de previsões orçamentárias, enquadramento nas metas fiscais e está sujeita ao Decreto de programação financeira da União.

Assim, é possível observar que o mecanismo da subvenção envolve maiores custos de transação e ineficiências. Posto isso, reforça-se que, se for do interesse do governo brasileiro utilizar algum mecanismo para suavizar as flutuações dos preços internacionais do petróleo, entende-se ser mais apropriado implementar o MAAP por meio de mecanismo tributário, uma vez que os mesmos objetivos podem ser atingidos com menores custos de transação e complexidade.

5.4.3. Propostas

Indica-se a contribuição sobre a intervenção do domínio econômico (Cide) como instrumento tributário adequado. De acordo com classificação do direito tributário, tal tipo de contribuição caracteriza-se por instrumentar a intervenção no domínio econômico, realizada pelo poder público, servindo como o próprio instrumento de intervenção, na intervenção direta; ou como meio de custeio, na intervenção indireta.

Nesse sentido, apesar de não possuir a característica de tributo regulatório, a instituição de uma Cide que possua alíquotas variáveis, de acordo com os preços internacionais do petróleo, pode ser vista como um instrumento de intervenção direta do Estado em atividade econômica específica, com o intuito de proteger os consumidores contra os impactos causados pela volatilidade no preço do petróleo, atingindo, por conseguinte, o objetivo regulatório sugerido.

Isto posto, entende-se que uma lei ordinária pode criar uma nova Cide com o atributo de possuir alíquotas diferentes de acordo com o preço internacional do petróleo.

Todavia, ainda cabem discussões no âmbito jurídico para que a alíquota da Cide possa variar em determinadas faixas. Há quem interprete que, a cada nova aplicação dessas alíquotas variáveis, seria necessário observar o princípio constitucional da noventena para a vigência da nova alíquota. Assim, será necessário o posicionamento das esferas jurídicas competentes quanto a esse aspecto.

Do ponto de vista fiscal, com a implementação do MAAP, a queda da receita da Cide, quando houver alta do preço do petróleo no mercado internacional, será compensada com maior arrecadação de receitas de participações governamentais oriundas da exploração do petróleo.

Todavia, cabe ressaltar que o referido MAAP não deve ter como objetivo o aumento de arrecadação fiscal. A nova Cide pode ser compensada pela redução da atual Cide e do PIS-Cofins, a fim de garantir o seu objetivo de suavizar o impacto da volatilidade de preços ao consumidor, mantendo-se constante a previsão arrecadatória. Atualmente, a alíquota de PIS-Cofins sobre a gasolina é de R\$ 0,7925/litro e de Cide é de R\$ 0,10/litro.

De modo apenas ilustrativo, a nova Cide poderia partir de uma alíquota correspondente à soma das duas contribuições, de R\$ 0,8925/litro (para o atual patamar de preços do petróleo), com a redução a zero das alíquotas das atuais Cide e PIS-Cofins.

5.5. GLP: extinção da política de preços diferenciados

5.5.1. Contextualização

O Gás Liquefeito de Petróleo (GLP), geralmente adquirido em envases de 13 kg (botijões P13), é largamente utilizado no país para o cozimento (cocção) de alimentos. Historicamente, o governo federal instituiu políticas públicas para facilitar o acesso da população de baixa renda ao GLP. Tais políticas contribuíram para a disseminação do GLP e a consequente redução do uso de lenha, combustível mais poluente e mais nocivo à saúde dos usuários.

O programa “Vale-gás”, criado em 2002 e no ano seguinte incorporado ao Bolsa Família, tinha o objetivo de permitir que as famílias de menor poder econômico adquirissem GLP em botijões P13. Tratava-se de política social complementar à abertura do mercado e à liberalização dos preços, que gradualmente se estabeleciam no país após a publicação da Lei nº 9.478/1997 (Lei do Petróleo).

No entanto, apesar da existência do Bolsa Família e da ausência de tabelamento de preços, a Petrobras comercializa o GLP destinado a envases de 13 kg a preços reduzidos, quando comparados aos preços praticados do GLP destinado aos demais usos ou acondicionado em recipientes de outras capacidades. O governo federal, por meio da Resolução CNPE nº 4, de novembro de 2005, classificou essa diferenciação de preços como “de interesse para a política energética nacional”:

“Art. 1º Reconhecer, nos termos do inciso III, do art. 1º da Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997, como de interesse para a política energética nacional a comercialização, por produtor ou importador, de gás liquefeito de petróleo - GLP, destinado exclusivamente a uso doméstico em recipientes transportáveis de capacidade de até 13 kg, a preços diferenciados e inferiores aos praticados para os demais usos ou acondicionados em recipientes de outras capacidades.”

Trata-se, portanto, de diretriz governamental para redução do preço do GLP em botijões de 13 kg, embora não houvesse mecanismo explícito para operacionalização da referida resolução do CNPE. Na prática, a redução dos preços do GLP P13 foi adotada pela Petrobras e compensada com o aumento dos preços de outros combustíveis, em especial o aumento do preço do GLP destinado à venda a granel e em outros envases. Ou seja, a política de diferenciação dos preços resultou na adoção de subsídios cruzados pela Petrobras.

A política de diferenciação é ratificada pela ANP desde 2006, sendo que sua regulamentação mais recente está na Resolução ANP nº 49/2016. Não obstante, em resposta às contribuições recebidas na consulta pública que tratou da revisão dessa resolução⁷⁰, a ANP se manifestou favoravelmente à reavaliação da política de diferenciação de preços:

“Por fim, sobre o tema, considerando que a diretriz encartada pela Resolução CNPE nº 04/2004 de manutenção de preços diferenciados para o GLP destinado ao uso residencial não vem atingindo o objetivo social proposto, considerando que a prática induz a artificialidade dos critérios de precificação do GLP no mercado nacional, recomendamos ao Conselho Nacional de Política Energética

⁷⁰ Consulta Pública ANP nº 18/2017.

como órgão formulador das políticas públicas setoriais de energia nacional, na forma do art. 2º da Lei 9.478/99, que reavalie a necessidade de manutenção da Resolução CNPE nº 04/2004 no atual cenário econômico brasileiro, deveras diverso do experimentado em 2004.”

5.5.2. Diagnóstico

Em geral, as políticas de incentivo ao consumo de GLP assumiram dois formatos: i) fixação ou redução de preços; e ii) redistribuição direta de renda para compra do combustível, a exemplo do programa “Vale-gás”. Entretanto, esses dois formatos produzem resultados diferentes. A redistribuição direta de renda se limita às famílias de menor poder aquisitivo e não afeta diretamente os preços praticados no mercado, cumprindo seu papel social seletivamente. Por outro lado, a fixação ou redução artificial dos preços distorce o sinal de mercado para todos os consumidores, o que amplia o custo de manutenção da política e reduz sua eficiência.

De igual forma, na diferenciação de preços, há uma redução artificial no preço do GLP P13, cujo custo é em parte absorvido pela Petrobras e, em parte, compensado pelo aumento dos preços de outros combustíveis, em especial o GLP para venda a granel e outros envasamentos. Essa compensação, ou “subsídio cruzado”, encarece artificialmente uma parcela do GLP que seria mais atrativa em situação de livre mercado. O GLP a granel, por exemplo, é especialmente relevante para uso energético em empresas de pequeno porte. Portanto, há distorção do sinal de preços e há custos sociais ocultos.

Além disso, a diferenciação diminui a eficiência da política social. O GLP P13 é consumido por famílias de todos os níveis de renda. Logo, a redução do seu preço não beneficia apenas os consumidores de baixa renda, o que significa que a política possui custo maior que o necessário.

É possível, ainda, que a falta de transparência na formação de preços do GLP afaste possíveis investidores do refino e da importação. Agentes do mercado afirmam que a discricionariedade da Petrobras no uso do mecanismo de diferenciação de preços aumenta a incerteza, reduzindo a atratividade do negócio.

Por fim, a política de diferenciação de preços ajuda a justificar a manutenção de restrições ao uso do GLP, em prejuízo à expansão desse mercado. Atualmente, de acordo com o Art. 33 da Resolução ANP nº 49/2016, é proibido utilizar GLP em motores, caldeiras, saunas e aquecimento de piscinas, com algumas exceções. A ANP já se posicionou favoravelmente à eliminação dessas restrições⁷¹.

⁷¹ Em resposta a contribuições da sociedade em sua Consulta Pública nº 18/2017, a ANP afirmou ser favorável à “liberação dos usos de forma escalonada, até se chegar a um cenário de maior oferta de GLP e, portanto, de menor dependência externa, previsto para o ano de 2021, com a entrada em operação do Polo de Processamento de Gás Natural do COMPERJ”. Além disso, a agência concordou com a afirmação do Sindigás de que estão “entrelaçados os conceitos de diferenciação de preços com a temática das restrições de uso” e considerou importante a revisão da política de diferenciação de preços paralelamente à eliminação das restrições, dado que a “possibilidade artificial de importação de GLP por outros players como alternativa ao suprimento interno relaciona-se ao aumento de demanda que [sic] a liberação de outros usos”.

5.5.3. Propostas

Faz-se necessária a reavaliação da política de incentivo ao consumo de GLP P13. Considerando-se os objetivos sociais da política, a eficiência da gestão pública e o funcionamento dos mercados, entende-se que a transferência direta de renda é uma escolha mais adequada que a redução artificial de preços.

Propõe-se, assim, a revogação da Resolução CNPE nº 4/2005, condicionada à avaliação das medidas de transferência de renda necessárias para mitigar o impacto, nas famílias de baixa renda, da eventual alta do preço do GLP P13.

5.6. Créditos de descarbonização (CBIOS) do RenovaBio

5.6.1. Contextualização

A Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio) foi instituída pela Lei nº 13.576/2017. Trata-se de programa de estímulo aos produtores de biocombustíveis e redução das emissões de gases causadores de efeito estufa. A regulamentação da política é discutida no âmbito do governo desde a publicação da referida lei, mas até o momento apenas parte dos seus mecanismos foi normatizada.

A primeira etapa do RenovaBio é a definição de metas anuais de redução da emissão de gases causadores do efeito estufa pelo setor de combustíveis. A governança para definição dessas metas foi regulamentada pelo Decreto nº 9.308/2018. De acordo com o referido decreto, as metas são definidas pelo CNPE para o período mínimo de dez anos, com revisão anual. A decisão do CNPE se baseia na recomendação do Comitê RenovaBio, criado pelo mesmo decreto para, dentre outras coisas, monitorar o programa, e na recomendação do Comitê Interministerial sobre Mudança do Clima (CIM), que faz parte das ações governamentais para cumprimento dos compromissos assumidos no Acordo de Paris⁷².

Com a publicação da Resolução CNPE nº 5/2018 em junho, o CNPE estabeleceu a trajetória inicial de metas anuais, correspondendo a uma redução, em 2028, de 10,1% em relação ao nível de emissões que ocorreria na ausência do programa. A projeção do nível de emissões e a sugestão da meta foram resultado do trabalho do Comitê RenovaBio. Neste primeiro momento, não houve contribuição do CIM, que passa por reformulação de sua governança.

A ANP desdobrará as metas anuais definidas pelo CNPE em metas individuais para cada distribuidor de combustíveis, de acordo com o volume de combustíveis fósseis comercializado por cada agente no ano anterior. No entanto, a obrigação de cumprimento das metas individuais só existirá a partir de 24 de dezembro de 2019, o que significa que a definição de metas não terá efeito prático antes desse prazo.

Para cumprimento das suas metas, os distribuidores deverão adquirir no mercado um certo número de Créditos de Descarbonização (CBios), que ainda carecem de regulamentação, mas que já são previstos na Lei do RenovaBio. Estes

⁷² Compromissos de redução de emissão de gases causadores de efeito estufa assumidos na 21ª Conferência das Partes (COP21) da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima (UNFCCC).

títulos estão vinculados à diferença entre a intensidade de carbono do ciclo de vida do biocombustível e a intensidade de carbono do seu substituto fóssil.

Os produtores e importadores de etanol que decidirem participar do programa poderão contratar certificadora autorizada pela ANP para análise do processo de produção e/ou importação. A certificadora emitirá o Certificado da Produção Eficiente de Biocombustíveis, no qual constará uma determinada nota correspondendo à eficiência energético-ambiental do etanol produzido ou importado pelo agente. Após este processo, produtores e importadores poderão requerer a emissão de CBios junto a instituições financeiras participantes. O número de CBios emitido dependerá da nota recebida na certificação e do volume de etanol comercializado pelo agente.

Finalmente, os CBios emitidos serão negociados no mercado. Produtores e importadores poderão vendê-los para auferir receita extra, ao passo que distribuidores serão obrigados a comprá-los para cumprir as suas metas individuais.

No momento, os detalhes sobre a certificação de produtores e importadores, a emissão de CBios e a negociação desses papéis ainda não foram regulamentados. Espera-se chegar a uma proposta de decreto que trate da matéria, a partir de discussões no âmbito do Comitê RenovaBio e dos órgãos do Sistema Financeiro Nacional.

5.6.2. Diagnóstico

Primeiramente, ressalta-se que o RenovaBio possui quatro objetivos distintos, de acordo com os incisos do Art. 1º da Lei nº 13.576/2017:

“(…)

I - contribuir para o atendimento aos compromissos do País no âmbito do Acordo de Paris sob a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima;

II - contribuir com a adequada relação de eficiência energética e de redução de emissões de gases causadores do efeito estufa na produção, na comercialização e no uso de biocombustíveis, inclusive com mecanismos de avaliação de ciclo de vida;

III - promover a adequada expansão da produção e do uso de biocombustíveis na matriz energética nacional, com ênfase na regularidade do abastecimento de combustíveis; e

IV - contribuir com previsibilidade para a participação competitiva dos diversos biocombustíveis no mercado nacional de combustíveis. ”

O primeiro e o segundo objetivos são de natureza ambiental; o terceiro e o quarto, de natureza setorial. No entanto, há um descasamento de ambos os eixos do programa (ambiental e setorial) com políticas de Estado mais amplas.

No caso ambiental, não há ainda uma definição de qual seria a contribuição ideal de cada setor da economia para a redução das emissões, de forma a alcançar os compromissos do Acordo de Paris da maneira mais eficiente e com menor impacto social. No entanto, o RenovaBio foi aprovado em lei e parcialmente

regulamentado antes da definição da política nacional para o atendimento dos compromissos do Acordo de Paris⁷³.

Não obstante, o Decreto nº 9.308/2018 determinou que o CIM também participasse do processo de definição de metas do CNPE. Com a reestruturação do CIM e a realização dos estudos necessários, espera-se que a política ambiental passe a influenciar de maneira mais decisiva os rumos do RenovaBio.

No caso dos objetivos setoriais, o programa não está inserido em uma política industrial mais ampla. Sofre, portanto, de problema semelhante ao que ocorre na política de conteúdo local do setor parapetrolífero. Na ausência de política industrial, soluções ad hoc como o RenovaBio estão sujeitas a conflitos com outras políticas de governo, e estão mais vulneráveis ao *lobby* setorial. Como exemplo de política conflitante pode-se citar a Cide-Combustíveis, que já permite ao Estado incentivar o consumo de determinados combustíveis em detrimento de outros.

Em suma, não houve análise prévia de alternativas ao programa que pudessem lograr os mesmos resultados com menores riscos e de maneira transversal, ou seja, integrada aos demais setores produtivos. É provável que tal integração trouxesse ganhos de escala vantajosos para o cumprimento dos objetivos ambientais, como também dos objetivos setoriais.

Isto posto, resta a questão da implementação do programa. Atualmente, os principais pontos de atenção na implementação do RenovaBio são aqueles relacionados à regulamentação dos CBios. O bom funcionamento do mercado de CBios dependerá, dentre outras coisas, de:

i) Minimização dos custos de emissão e de comercialização dos CBios.

Os custos de transação para a emissão dos CBios, que será cobrado dos produtores e importadores pelas instituições financeiras, dependerá da complexidade do mecanismo de emissão, do tamanho do mercado e dos riscos percebidos, em especial o risco de fraude. Raciocínio semelhante se aplica à comercialização. O encarecimento da emissão e comercialização dos papéis pode reduzir a sua atratividade.

Não está claro, por exemplo, qual o nível de risco assumido na emissão dos CBios e a qual instituição esse risco será alocado. A validação da documentação apresentada pelos produtores e importadores, para evitar a ocorrência de fraudes, pode encarecer o processo de emissão.

ii) Liquidez dos CBios no mercado secundário. É desejável que o mercado de CBios atraia outros interessados além dos distribuidores de combustíveis e dos próprios produtores e importadores que emitiram os papéis. Caso isso não ocorra, pode-se criar um mercado de papéis de baixa liquidez, em que o preço do CBio pode se distanciar do custo da externalidade negativa das emissões de carbono.

A liquidez e a atratividade dos CBios seriam maiores caso esses ativos fossem fungíveis a outros títulos ligados à redução das emissões de gases causadores do efeito estufa. No entanto, há questões técnicas que colocam em dúvida a fungibilidade dos CBios, dentre elas o fato de estes certificados não estarem calcados em reduções diretas de emissões, e sim na comparação entre a

⁷³ Há pelo menos um estudo em andamento que considera essa perspectiva intersetorial, o Projeto PMR Brasil, coordenado pela Secretaria de Política Econômica (SPE) do Ministério da Fazenda, em parceria com o Banco Mundial. Este estudo também apontará caminhos para que o mercado de apuração de carbono seja estruturado no Brasil.

intensidade de emissões dos biocombustíveis e a intensidade de emissões dos seus combustíveis fósseis substitutos.

iii) **Calibração de multas.** As multas por não atingimento da meta dos distribuidores foram definidas sem elementos empíricos que permitissem sua calibração. Os valores foram fixados em lei, podendo variar entre R\$ 100.000,00 (cem mil reais) e R\$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais). Não há evidência empírica de qual seja a faixa mais adequada de punição. A depender do preço dos CBios, pagar a multa pode ser mais vantajoso para determinados distribuidores. Descontados outros fatores, o equilíbrio de mercado pode fazer com que o preço dos CBios convirja para um nível que contrabalance o custo médio da multa, com possíveis efeitos distributivos negativos em um mercado já altamente concentrado.

5.6.3. Propostas

A partir desta avaliação, a Sefel propõe:

- Estudar ferramentas para que o poder público utilize o banco de dados do Sistema de Informações de Movimentação de Produtos (SIMP), incluindo, além dos volumes registrados nas notas fiscais, a nota de eficiência energético-ambiental dos produtores e importadores. Por meio desse sistema, e com a expressa autorização do produtor ou importador interessado, as instituições financeiras poderão acessar os dados necessários à emissão dos CBios. Desta forma, a validação destes dados fica a cargo do poder público, dando confiança às instituições financeiras para emissão dos papéis e consequentemente reduzindo o custo de transação associado ao risco de fraude;
- Avaliar as medidas necessárias para garantir a fungibilidade do CBio a outros títulos e certificados ambientais ligados à redução das emissões de gases causadores do efeito estufa. Desta forma, busca-se a liquidez do CBio e a sua atratividade no mercado secundário, minimizando os efeitos negativos da concentração de mercado pelos distribuidores. Sugere-se que este trabalho seja feito pelo CIM ou, caso não haja previsão para a reformulação da governança desse comitê, pelo Comitê RenovaBio;
- Identificar possíveis efeitos distributivos ligados ao nível das multas, para evitar o favorecimento de grandes distribuidores e o consequente estímulo à concentração de mercado. Esse monitoramento deve ser realizado ao longo dos ciclos do programa, tanto pela observação da escolha feita pelos agentes entre pagamento de multa e compra de CBios, como pela análise do impacto do programa nos custos enfrentados pelos pequenos distribuidores em comparação aos custos enfrentados pelos líderes de mercado. Essa avaliação deve ser feita pelo Comitê RenovaBio.

