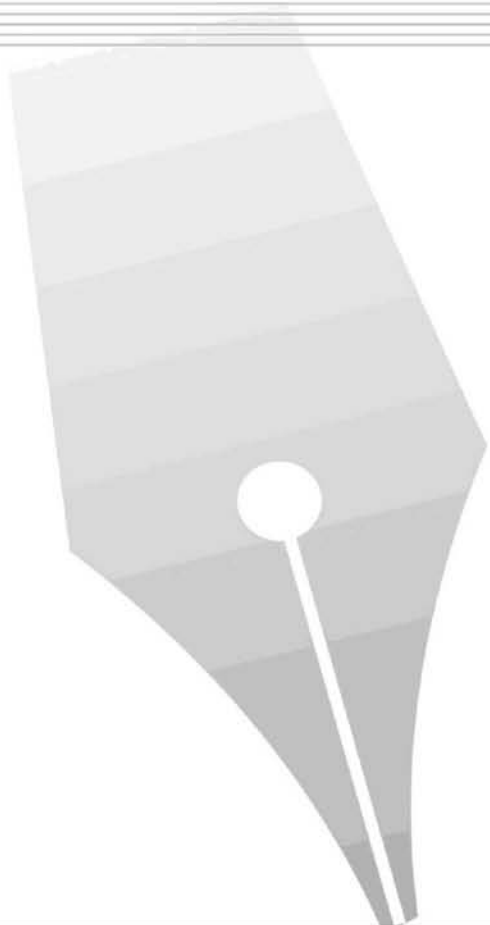


Núcleo de Estudos e Pesquisas
da Consultoria Legislativa



**DESCONTOS NA TUST E NA TUSD
PARA FONTES INCENTIVADAS:
uma avaliação**

Edmundo Montalvão
Rutelly Marques da Silva

Textos para Discussão

165

Fevereiro/2015

SENADO FEDERAL

DIRETORIA GERAL

Luiz Fernando Bandeira de Mello Filho – Diretor-Geral

SECRETARIA GERAL DA MESA

Luiz Fernando Bandeira de Mello Filho – Secretário Geral

CONSULTORIA LEGISLATIVA

Paulo Fernando Mohn e Souza – Consultor-Geral

NÚCLEO DE ESTUDOS E PESQUISAS

Fernando B. Meneguim – Consultor-Geral Adjunto

O conteúdo deste trabalho é de responsabilidade dos autores e não representa posicionamento oficial do Senado Federal.

É permitida a reprodução deste texto e dos dados contidos, desde que citada a fonte. Reproduções para fins comerciais são proibidas.

Como citar este texto:

MONTALVÃO, E; SILVA, R. M. **Descontos na TUST e na TUSD para Fontes Incentivadas: uma avaliação.** Brasília: Núcleo de Estudos e Pesquisas/CONLEG/Senado, Fevereiro/2015 (Texto para Discussão nº 165). Disponível em: www.senado.leg.br/estudos. Acesso em 2 de fevereiro de 2015.

Núcleo de Estudos e Pesquisas
da Consultoria Legislativa



Conforme o Ato da Comissão Diretora nº 14, de 2013, compete ao Núcleo de Estudos e Pesquisas da Consultoria Legislativa elaborar análises e estudos técnicos, promover a publicação de textos para discussão contendo o resultado dos trabalhos, sem prejuízo de outras formas de divulgação, bem como executar e coordenar debates, seminários e eventos técnico-acadêmicos, de forma que todas essas competências, no âmbito do assessoramento legislativo, contribuam para a formulação, implementação e avaliação da legislação e das políticas públicas discutidas no Congresso Nacional.

Contato:

conlegestudos@senado.leg.br

URL:

www.senado.leg.br/estudos

ISSN 1983-0645

DESCONTOS NA TUST E NA TUSD PARA FONTES INCENTIVADAS: uma avaliação

RESUMO

O relatório da Medida Provisória nº 641, de 2014, propôs retirar, a partir de 2015, o desconto na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) a que fazem jus as fontes eólicas. Embora a medida não tenha prosperado, em virtude da reação dos agentes do setor eólico, motivou o debate em torno da oportunidade e conveniência desse subsídio.

O desconto na TUST e na TUSD para as fontes incentivadas, dentre as quais a eólica, *(i)* foi inserido na legislação sem obedecer algumas das melhores práticas econômicas, *(ii)* está causando distorções no funcionamento do setor elétrico e *(iii)* deve aumentar substancialmente nos próximos anos.

Esse subsídio, como forma de introduzir as fontes alternativas na matriz de energia elétrica brasileira, não é mais necessário; essas fontes já são competitivas e têm mercado reservado para expandirem; a valoração de suas externalidades positivas deve ser efetivada utilizando outros instrumentos.

PALAVRAS-CHAVE: Fontes alternativas, subsídio, falhas de mercado.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	5
2	PRINCÍPIOS NA LEGISLAÇÃO.....	7
3	A ECONOMIA DOS SUBSÍDIOS.....	9
4	ESTRUTURA DO SETOR ELÉTRICO	17
5	SUBSÍDIOS ÀS FONTES INCENTIVADAS	20
6	O SUBSÍDIO ÀS FONTES INCENTIVADAS E OS PRINCÍPIOS ECONÔMICOS	28
7	AValiação DA NECESSIDADE DE MANUTENÇÃO DOS DESCONTOS NA TUST E NA TUSD PARA FONTES INCENTIVADAS	32
7.1	DO SUBSÍDIO COMO FORMA DE GARANTIR A COMPETITIVIDADE DAS FONTES INCENTIVADAS	33
7.2	OS EFEITOS DISTRIBUTIVOS DO DESCONTO NA TUST E NA TUSD	42
7.3	A PERSPECTIVA DE CUSTO CRESCENTE DO SUBSÍDIO.....	45
7.4	A EXISTÊNCIA DE OUTRAS FORMAS DE VALORAR AS EXTERNALIDADES POSITIVAS DAS FONTES INCENTIVADAS	49
8	A POLÍTICA DE CONCEDER DESCONTOS NA TUST E NA TUSD NECESSITA DE REVISÃO	51
9	CONCLUSÕES.....	53
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	55

DESCONTOS NA TUST E NA TUSD PARA FONTES INCENTIVADAS: uma avaliação

Edmundo Montalvão¹
Rutelly Marques da Silva^{2,3}

1 INTRODUÇÃO

O relatório apresentado pelo Senador Vital do Rêgo, relator perante a Comissão Mista do Congresso Nacional destinada a analisar a Medida Provisória (MPV) nº 641, de 2014, continha dispositivo que suprimia, a partir de 2015, subsídio à fonte eólica decorrente de descontos na *Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão* (TUST) e na *Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição* (TUSD). Trata-se de desconto (mínimo de 50%) nessas tarifas aplicadas na geração e no consumo da energia comercializada pelas denominadas *Fontes Incentivadas*: solar, eólica, biomassa, pequena central hidrelétrica (PCH) e cogeração qualificada.

O dispositivo gerou viva reação dos agentes do setor eólico. A Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEÓLICA) trabalhou no Congresso Nacional para que o subsídio fosse mantido⁴. Segundo sua Presidente, Dr^a. Élbina Melo, o fim do desconto poderia acarretar *um aumento nos custos da produção de energia em cerca de R\$ 20/MWh*. Em aditamento à sua sustentação, alegou que, *sem esse desconto, as fontes renováveis não podem crescer no Brasil e sobreviver*. A supressão do desconto terminou sendo retirada do parecer aprovado na Comissão Mista do Congresso Nacional destinada a apreciar a MPV nº 641, de 2014.

¹ Bacharel em Engenharia Elétrica. Doutor em Engenharia Elétrica. Consultor Legislativo do Senado Federal na área de Minas e Energia.

² Bacharel em Ciências Econômicas. Mestre em Economia. Consultor Legislativo do Senado Federal na área de Minas e Energia.

³ Os autores agradecem os comentários do Consultor Legislativo do Senado Federal Luiz Alberto da Cunha Bustamante.

⁴ Ver em <http://www.portalpch.com.br/index.php/noticias-e-opniao/noticias-gerais-do-segmento/3455-10-06-2014-setor-eolico-une-forcas-para-derrubar-emenda-da-mp641#.U-OIkJ1v-M8>. Acesso em 7 de agosto de 2014.

A proposta teve o mérito de lançar, na mídia, o debate em torno da oportunidade e conveniência desse subsídio, com opiniões favoráveis e contrárias. De acordo com Costa (2014), a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) consideram que *a geração de energia elétrica a partir dos ventos se tornou tão competitiva que, mesmo sem incentivos, continuaria mais atrativa*. Costa (2014) ouviu também a Associação Brasileira de Fomento às Pequenas Centrais Hidroelétricas (ABRAPCH), entidade potencialmente interessada na redução da competitividade da fonte eólica pela perda do citado subsídio. Segundo seu Presidente, Eng. Ivo Pugnaroni, a AbraPCH *não trabalhou contra os incentivos para a geração eólica porque a medida, que hoje é contra as eólicas, amanhã poderá ser contra nós*.

Este Texto para Discussão se propõe a aprofundar esse debate. Pretende-se produzir uma análise do subsídio concedido às Fontes Incentivadas via TUST e TUSD à luz dos princípios econômicos que devem nortear a criação e a extinção de subsídios. Apesar de o foco estar no caso concreto do subsídio à TUST e à TUSD, também é seu propósito aduzir elementos para que os Parlamentares, agentes do setor elétrico e a sociedade possam firmar convicção quando de eventual análise legislativa da conveniência e oportunidade de outros subsídios no setor elétrico.

Para que se alcancem os objetivos propostos deste Texto para Discussão, faz-se necessário mostrar previamente a importância de princípios econômicos na construção da legislação voltada para o ordenamento das atividades produtivas do País. Deve-se destacar que o conceito de princípio aqui utilizado exclui qualquer acepção de ordem ética ou moral, cingindo-se apenas à acepção técnica do termo.

O estudo será dividido em nove seções, sendo esta introdução a primeira. A segunda seção apresentará uma rápida digressão sobre a importância de princípios na elaboração da legislação. Na terceira seção, destacar-se-ão os princípios econômicos que devem ser respeitados na legislação quando da instituição de subsídios. A quarta seção apresentará a estrutura do setor elétrico brasileiro. Já a quinta tratará dos subsídios às Fontes Incentivadas, com ênfase no desconto na TUST e na TUSD. Na sexta seção, buscar-se-á identificar se esse subsídio obedece aos princípios econômicos descritos na terceira seção. A sétima seção mostrará que a política de descontos necessita de revisão, e a oitava abordará os aspectos a serem aperfeiçoados. Por fim, a nona seção apresentará as conclusões.

2 PRINCÍPIOS NA LEGISLAÇÃO

Um princípio deve ser entendido como aquilo que vem antes, o começo, o nascedouro. É um valor reconhecido como premissa, um pilar sobre o qual se constrói algo. Segundo Reale (2009), toda forma de conhecimento filosófico ou científico implica a existência de princípios, isto é, certos enunciados lógicos que formam a base de validade das demais asserções que compõem dado campo do saber. Nesse sentido, os princípios são linhas mestras de um sistema de conhecimento.

Quando aplicado ao ordenamento jurídico, um princípio é uma linha mestra sobre a qual se movem os seus dispositivos. Os princípios gerais do direito são *enunciações normativas de valor genérico, que condicionam e orientam a compreensão do ordenamento jurídico em sua aplicação e integração, ou mesmo para a elaboração de novas normas* (Reale, 2009).

A compreensão de uma norma está além do texto escrito, até porque o legislador não consegue regular todos os fatos concretos que surgem sistematicamente na vida dos seus verdadeiros usuários: juízes, administradores, e sociedade em geral. Por isso mesmo, quando a norma jurídica é omissa, o juiz decidirá sobre o fato de acordo com a analogia, os costumes e os *princípios* gerais do direito.

Nem sempre os princípios são harmônicos entre si. Conflitos aparentes podem ocorrer no âmbito de uma legislação. Não é raro, por exemplo, a colisão de princípios constitucionais. Nesse caso, o Supremo Tribunal Federal (STF) usa técnicas de ponderação mediante o uso do princípio da proporcionalidade, para definir, no caso concreto, a prevalência de um princípio sobre outro.

Os princípios são eficazes, independentemente de estarem ou não inscritos em texto legal. Entretanto, alguns princípios têm tamanha importância no ordenamento jurídico que o legislador prefere-lhes conferir força de lei. Exemplos são os princípios da isonomia (igualdade de todos perante a lei) e da irretroatividade da lei, incluídos, respectivamente, no *caput* e no inciso XL do art. 5º da Constituição Federal.

Em face da importância que os princípios têm no ordenamento jurídico, eles devem nortear a formulação das leis. Mas, nesse processo, não se devem considerar apenas princípios do âmbito do Direito. Princípios econômicos também podem e devem permear a construção da legislação que afete diretamente as relações econômicas da

sociedade. Caso contrário, corre-se o risco de não se realizarem os objetivos buscados pelo legislador. Como ilustração, destaca-se o seguinte artigo da Constituição Federal:

Art. 170. A ordem econômica, fundada na valorização do trabalho humano e na livre iniciativa, tem por fim assegurar a todos existência digna, conforme os ditames da justiça social, observados os seguintes princípios:

I – soberania nacional;

II – propriedade privada;

III – função social da propriedade;

IV – livre concorrência;

V – defesa do consumidor;

VI – defesa do meio ambiente, inclusive mediante tratamento diferenciado conforme o impacto ambiental dos produtos e serviços e de seus processos de elaboração e prestação;

VII – redução das desigualdades regionais e sociais;

VIII – busca do pleno emprego;

IX – tratamento favorecido para as empresas de pequeno porte constituídas sob as leis brasileiras e que tenham sua sede e administração no País.

Parágrafo único. É assegurado a todos o livre exercício de qualquer atividade econômica, independentemente de autorização de órgãos públicos, salvo nos casos previstos em lei. (*grifo nosso*)

Os princípios econômicos são a síntese de uma combinação de teorias com resultados de experiências. Ao longo de mais de dois séculos de existência das Ciências Econômicas modernas, fundada por Adam Smith no século XVIII, cristalizaram-se algumas práticas que devem ser incentivadas e outras que devem ser evitadas para o funcionamento ótimo das economias das nações.

Os princípios econômicos podem estar explícitos ou implícitos na legislação. É o caso do princípio da livre concorrência, um dos pilares da formulação da Lei de Licitações (Lei nº 8.666, de 21 de junho de 1993). O Estado, apesar do inequívoco poder de compra de que possui, deve se submeter aos preços de mercado e, paralelamente, combater práticas anticompetitivas. Por sua vez, princípios econômicos que não estão necessariamente explícitos na legislação também devem ser perseguidos para o funcionamento eficiente da economia. Por exemplo, sempre que a expansão de um setor produtivo necessitar da interveniência do Estado em lugar das forças do mercado, deve-se priorizar a ampliação pelo custo marginal de produção, o custo de se produzir uma unidade adicional. É despendianda a existência de legislação para se adotar essa orientação.

O conhecimento econômico acumulado pode ser sintetizado na forma de um princípio ou de um conjunto de regras a serem respeitadas para se maximizar o bem-estar da sociedade. É o caso da adoção de subsídios em economias capitalistas. A experiência multissecular tem mostrado que os subsídios são instrumentos úteis para corrigir falhas onde as forças de mercado perdem sua capacidade de funcionamento ótimo. Contudo, eles devem ser utilizados com parcimônia. A informação acumulada, ao longo do tempo, em torno da adoção de subsídios levou à formulação do que, neste Texto para Discussão, será denominado de Economia dos Subsídios, um conjunto de boas práticas que devem ser respeitadas para que a sociedade maximize o bem-estar. A próxima seção abordará os princípios econômicos aplicados aos subsídios.

3 A ECONOMIA DOS SUBSÍDIOS

Há vários conceitos de subsídio. Como poderá ser verificado, trata-se de termo genérico para designar várias formas de apoio financeiro destinado a algum agente econômico.

Segundo OECD⁵ (2005), em geral, *um subsídio é o resultado de uma ação governamental que confere vantagem para consumidores ou produtores para complementar renda ou reduzir custos*. Quando o subsídio tem objetivo de reduzir o custo de produção de um bem ou serviço, assume as características de um imposto negativo⁶. Já OECD (2004) aponta três características comuns nas definições usadas para subsídio: (i) é uma política governamental; (ii) afeta a competição ao favorecer um grupo de firmas ou setores; e (iii) reduz o bem-estar social⁷.

Funchal (2008), citando Schwartz & Clements (1999), menciona que o subsídio deve ser classificado em sete categorias: (i) pagamento direto do governo ao consumidor ou produtores; (ii) garantias governamentais, juros subsidiados, ou empréstimos em condições especiais; (iii) reduções de impostos específicos; (iv) participação do Estado no capital da empresa; (v) provisão governamental de produtos e serviços a valores abaixo do mercado; (vi) compras governamentais de

⁵ Organization for Economic Co-operation and Development (OECD). Em português: Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE).

⁶ O foco deste trabalho é justamente nesse tipo de subsídio. Não serão abordados outros subsídios como aqueles relacionados a transferências de renda, tais como o Bolsa Família.

⁷ Conforme será mostrado, a redução do bem-estar social ocorre quando o subsídio não corrige uma falha de mercado. Se corrigir, promoverá a maximização do bem-estar.

produtos e serviços por valores acima do praticado pelo mercado; e (vii) pagamentos implícitos por meio de ações governamentais de regulamentação que alteram o preço de mercado e o acesso (barreiras à entrada). Como poderá ser notado, o desconto na TUST e na TUSD se encaixa nessa última categoria.

Barg, Aaron & Steenblik (2007) afirmam que o subsídio pode assumir várias formas, entre as quais: pagamento em dinheiro, alívio da carga tributária e proteção contra a competição.

Por sua vez, Stiglitz (1999) argumenta que o Estado pode subsidiar a produção por meio de: (i) pagamento direto aos produtores; (ii) pagamento indireto por meio do sistema de impostos; e (iii) outros gastos não explícitos.

Sandroni (1999) sustenta que o subsídio pode ser direto (representado pela diferença entre o preço na compra do produto e seu preço real no mercado) ou indireto (empréstimos governamentais cedidos a uma taxa de juros menor do que a do mercado).

Quando a diferença entre o preço recebido pelo agente subsidiado e o preço praticado no mercado é arcada por outros agentes que atuam nesse mesmo mercado, o apoio financeiro é denominado *subsídio cruzado*. Essa modalidade está inserida no terceiro tipo de subsídio mencionado por Stiglitz (1999), outros gastos não explícitos, e na sétima categoria descrita por Funchal (2008), pagamentos implícitos por meio de ações governamentais de regulamentação que alteram o preço de mercado e acesso. O subsídio cruzado pode ser entendido como um imposto pago por um agente a outro; uma transferência de renda que não é custeada pela carga tributária; um instrumento que não atende necessariamente ao princípio da equidade; um benefício que é arcado apenas por alguns agentes sem que estes tenham total ciência em quanto estão sendo onerados, via de regra, em virtude de falta de transparência.

A redução do preço proporcionada por um subsídio⁸ pode ter, entre outros, os seguintes objetivos:

- i) fomentar o desenvolvimento de uma determinada atividade;
- ii) conferir competitividade de um produto ou serviço frente a seus concorrentes;

⁸ Um subsídio pode provocar elevação de preço. É o caso da imposição de cotas de importação ou de tarifas de importação, que permite aos produtores internos aumentarem os preços, conforme destaca Stiglitz (1999).

- iii)* permitir que a população tenha condições de adquirir o bem ou serviço; e
- iv)* corrigir distorções em virtude de o mercado não precificar corretamente os benefícios de um bem ou serviço⁹.

Funchal (2008) aponta três tipos de justificativas para a concessão de subsídios: *(i)* correção de imperfeições de mercado, *(ii)* exploração da economia de escala na produção e *(iii)* delimitação ou priorização de políticas sociais, incluindo a proteção às classes de menor poder aquisitivo.

Barg, Aaron & Steenblik (2007) argumentam que o resultado do subsídio é mudar incentivos junto aos seus beneficiários, ou seja, em face do recebimento de um subsídio, consumidores passam a comprar bens que não comprariam, ou produtores passam a produzir bens que não produziram. Isso gera perdedores e ganhadores, pois há uma transferência de renda entre agentes econômicos: sempre alguém tem que pagar a conta¹⁰.

As consequências de um subsídio para a sociedade podem ser positivas ou negativas. No contexto em análise, os efeitos positivos estão associados à correção de uma falha de mercado¹¹, ou seja, de uma situação em que o mercado, sem regulação estatal, gera resultado econômico não eficiente ou indesejável socialmente¹².

Ford & Suyker (1990) apontam três tipos de falhas de mercado que são invocadas para justificar o uso de subsídios: *(i)* externalidades (geração de benefícios ou custos não precificados pelo mercado)¹³, *(ii)* aumento dos retornos de escala e *(iii)* assimetria de informação.

⁹ É o caso de uma determinada atividade gerar externalidades positivas, ou seja, em que o benefício social gerado pela atividade (o ganho da sociedade) é maior do que o benefício privado (o preço recebido pelo agente gerador da externalidade). Nessas situações, o mercado acaba por produzir e consumir uma quantidade aquém daquela que seria socialmente ótima ou desejável (a quantidade que maximiza o bem-estar da sociedade).

¹⁰ Em economia, sempre é mencionado que não há almoço grátis.

¹¹ Em outro contexto, o subsídio pode ter o efeito positivo de redistribuir renda. Enfatiza-se que este trabalho não aborda essa vertente.

¹² Situação em que o custo marginal social (o custo incorrido pela sociedade em se produzir uma unidade adicional) não é igual ao benefício marginal (o ganho da sociedade de ter produzida unidade adicional produzida).

¹³ Em outros termos, há externalidade quando o consumo ou produção de um bem ou serviço impacta consumidores ou produtores em outros mercados sem que esse efeito seja considerado no preço de mercado do bem em questão. A externalidade pode ser positiva (quando o benefício social é maior do que o benefício privado) ou negativa (quando o custo social é maior do que o custo privado).

Assim, por exemplo, se o mercado não é capaz de viabilizar níveis adequados de pesquisa e desenvolvimento¹⁴, o subsídio concedido pelo Estado para que empresas desenvolvam essa atividade pode proporcionar benefícios para a sociedade. Nessa situação, o valor do subsídio é fixado a partir da diferença entre o benefício privado (por exemplo, o preço recebido pelo bem ou serviço) e o benefício social (ganho privado somado ao ganho dos demais agentes da sociedade no mercado em questão e em outros¹⁵) e existirá enquanto o mercado não precificar corretamente todos os ganhos gerados pela atividade.

Como forma de gerar economia de escala, os subsídios são defendidos para as indústrias em formação. Esse auxílio financeiro seria necessário para fomentar o desenvolvimento de uma atividade econômica até atingir uma escala que a viabilize¹⁶. Todavia, esse apoio deve ser parte de uma política industrial, em que estejam definidos, dentre outros parâmetros, prazos e metas para os beneficiários.

O uso do subsídio para desenvolver uma atividade econômica pode ser ilustrado pela teoria da indústria nascente. As firmas domésticas, como meio de desenvolvê-las, são favorecidas de diversas formas para que tenham vantagem concorrencial frente a seus competidores externos. Krugman & Obstfeld (2009) apontam que o *argumento a favor da proteção de um setor nos primórdios de seu crescimento* deve ter como objetivo torná-lo competitivo e estar relacionado a falhas de mercado que impedem o seu desenvolvimento pelos mercados privados tão rapidamente quanto deveriam. Essas falhas seriam: mercado imperfeito de capital e o problema da apropriabilidade.

A imperfeição do mercado de capital se refere à ausência de instituições financeiras que permitam que as poupanças de setores tradicionais sejam utilizadas no financiamento de investimento em novos setores.

Já o problema da apropriabilidade está relacionado à situação em que as empresas em um novo setor geram benefícios sociais pelos quais não são

¹⁴ As empresas alocam recursos em pesquisa em desenvolvimento na quantidade que maximiza seus lucros e não no volume necessário para atender as necessidades da sociedade como um todo.

¹⁵ Resultado do benefício privado e do ganho externo (a externalidade positiva) não incluído no preço de venda do bem ou serviço.

¹⁶ Ferraz, de Paula & Kupfer (2002) citam cinco falhas de mercado que justificariam a intervenção do Estado na forma de políticas industriais: oligopólios e monopólios (controle de fusões e de condutas, como forma de fomentar a concorrência); externalidades (via subsídios ou impostos); bens públicos (por meio da oferta direta ou concessão do bem ou serviço); bens de propriedade comum ou difusa (instituição de, por exemplo, taxa de exploração de reservas); e diferenças entre as taxas de preferências intertemporais sociais e privadas, como ocorre na pesquisa e desenvolvimento.

compensadas¹⁷. Por exemplo, as empresas que entram primeiro em determinado mercado incorrem em custos de adaptação de tecnologia, o que não ocorre com aquelas que ingressarem depois, sem que as primeiras sejam remuneradas pelos investimentos iniciais relacionados à adaptação. Ou seja, geraram um benefício social (a adaptação tecnológica) e não foram compensadas.

Krugman & Obstfeld (2009) apontam que a proteção ocorreria apenas *nos primórdios* do crescimento do setor, ou seja, seria temporária; uma estratégia a ser usada com rigor e com parcimônia. A proteção só gerará benefícios para a sociedade se tornar o setor competitivo.

Ferraz, de Paula & Kupfer (2002) ressaltam que a proteção à indústria nascente tem duas premissas básicas: (i) os custos de produção inicialmente elevados tendem a se reduzirem significativamente à medida que os fabricantes se aproveitam das economias de aprendizado¹⁸; e (ii) a proteção deveria ser temporária, tendo em vista a diminuição, com o aprendizado, da desvantagem do setor protegido.

É oportuno enfatizar que, como indutor de uma atividade econômica, o caráter temporário do subsídio é justificável, compreensível e desejável. A perpetuação do apoio pode gerar interpretações de que a política de apoio estatal fracassou e que recursos públicos foram desperdiçados. Ademais, manter a proteção impede que o setor continue se desenvolvendo. Os subsídios devem dar condições de, no futuro, a atividade ser viável sem a proteção inicialmente concedida, materializada na forma de restrições à entrada de novas firmas, tarifas de importação, recursos orçamentários ou subsídios cruzados.

No que tange à assimetria de informação, o subsídio pode ser um instrumento, por exemplo, para corrigir distorções na fixação de taxas de juros associadas à situação em que bancos não conseguem precificar corretamente os riscos dos tomadores de empréstimos¹⁹.

¹⁷ Típica situação de geração de externalidade positiva.

¹⁸ Reduções de custo proporcionadas pelo aperfeiçoamento do processo produtivo. Estão relacionadas ao *learning-by-doing* (“aprender fazendo”), processo em que, ao longo do ciclo de um produto, são desenvolvidos métodos de trabalho mais eficientes e implantados dispositivos que melhoram o desempenho da planta industrial.

¹⁹ Ford & Snyker (1990) afirmam, contudo, que os argumentos para utilizar subsídios para contornar assimetrias de informação no mercado de crédito são frágeis. Há outros instrumentos, segundo os autores, que melhor resolvem o problema.

Para as situações em que a concessão do subsídio não está atrelada à correção de uma falha de mercado, o seu resultado é negativo e piora com o tempo de vigência do auxílio. Isso decorre justamente das distorções provocadas no funcionamento da economia²⁰. Ao reduzir o preço de um bem ou serviço, o subsídio estimula a sua produção e o seu consumo para além da quantidade que seria produzida e adquirida se não houvesse o auxílio; indica que um bem escasso é barato²¹. A questão central dessas consequências é se seria desejável ou não para a sociedade a elevação da produção e do consumo desse bem ou serviço²².

Como exemplo do efeito danoso que um subsídio pode provocar, basta considerar a situação em que o Estado decide arcar com o pedágio pago para transitar em uma rodovia que sofre com o tráfego intenso de veículos. Em virtude dessa medida, motoristas que utilizam outros trajetos serão incentivados a utilizar tal rodovia, aumentando ainda mais os engarrafamentos. De modo semelhante, a decisão do Estado em subsidiar o preço de combustíveis faz com que pessoas utilizem veículos individuais em detrimento do transporte público, aumentando congestionamentos, a poluição e, até mesmo, a tarifa para aqueles que não realizam essa migração. Eleva, inclusive, o custo para o Estado, que será demandado a gastar mais com os subsídios.

Como explicitado por OECD (2004), os efeitos negativos dos subsídios, independentemente de estarem ou não associados à correção de uma falha de mercado, são mais prováveis quando há distorção da concorrência ou quando a assistência é direcionada a firmas menos eficientes ou que produzem bens ou serviços de menor qualidade. Um subsídio, portanto, pode produzir consequências indesejáveis se prejudicar a concorrência, ainda que tenha o objetivo de mitigar uma falha de mercado.

As distorções mencionadas são ainda maiores se o subsídio for cruzado²³, ou seja, se for arcado por produtores ou consumidores não elegíveis. Assim, se o Estado

²⁰ Ou seja, se o subsídio não tiver como objetivo corrigir uma distorção econômica, torna-se também uma distorção econômica e atrapalha o bom funcionamento dos mercados.

²¹ Na teoria econômica, essa distorção é denominada de ineficiência alocativa.

²² Quando o subsídio busca corrigir uma falha de mercado, as elevações da produção e do consumo do bem ou serviço subsidiado são desejáveis; é justamente esse o objetivo de sua concessão. Quando não é esse o caso, aumentar a produção e consumo de um bem ou serviço por meio de um subsídio traz consequências indesejáveis para economia, pois direciona recursos para setores de forma ineficiente.

²³ Conforme argumenta Freitas (2012), há situações em que o subsídio cruzado surge como uma solução de mercado e, portanto, aumenta a satisfação da sociedade. Nesses casos, a diferenciação do preço é ineficiente do ponto de vista econômico. Por exemplo, estipular preço maior para o consumidor que pede para embalar um presente e menor para aquele que não solicita esse serviço traria custos acima dos benefícios. Em outros casos, consumidores podem se mostrar antipáticos à cobrança por certos

reduz a alíquota de um tributo incidente sobre o aço adquirido pelo produtor de automóveis A e não o faz para os demais fabricantes, é sinalizado para os consumidores que o veículo produzido por A é mais barato, o que não é verdade. Da mesma forma, se o Estado reduz a tarifa de ônibus para estudantes e eleva a tarifa paga pelos demais usuários para custear este benefício, estes últimos passam a ter incentivo para trocar o transporte público pelo particular.

Conforme destaca Coutinho (2005), a distorção de preços causada pelo subsídio cruzado prejudica a concorrência e, conseqüentemente, a eficiência. Citando Foster (1992), o autor alerta que os subsídios cruzados produzem um efeito denominado de exploração seletiva (*cream skimming* ou *cherry picking*)²⁴: novos agentes econômicos passam a competir nos mercados em que há produção de rendas excessivas (fruto do subsídio cruzado) e ignoram os outros mercados em que o retorno é menor. Esse movimento seria, portanto, contraproducente, mesmo que o subsídio cruzado seja considerado desejável pelos formuladores de políticas. Ou seja, as decisões para a alocação de recursos para investimentos não serão ótimas; poderão ser viesadas.

Stiglitz (1999) alerta que os efeitos de um subsídio não alcançam somente o mercado no qual atuam os agentes beneficiados. Como ilustração, basta observar que subsídio à construção de um metrô pode elevar o preço dos imóveis próximos às estações a serem construídas. Por sua vez, OECD (2005) menciona que subsídios podem ser instituídos para compensar efeitos negativos de outros, exacerbando suas possíveis distorções na economia. Em outras palavras, é possível que sejam criados subsídios para corrigir distorções originadas de outros subsídios, concebidos inicialmente para solucionar uma falha de mercado.

serviços. Preços iguais também reduzem o custo da informação, facilitando a decisão do consumidor (a mensagem passada por uma vitrine é mais clara se o preço de um modelo não depender do tamanho da roupa). Por fim, assimetrias de informação e conflitos de interesse podem tornar a diferenciação de preços ineficiente; é o caso em que o tempo gasto em uma consulta médica determina o seu preço.

²⁴ Os termos se referem, respectivamente, ao ato de *raspar a nata* e de *catar a cereja*; equivalem a expressão *pegar a cereja do bolo*; ilustram o aproveitamento exclusivo da pequena e melhor parte e do desprezo da parte restante. Comercialmente, as expressões se referem à estratégia de novas empresas ofertarem serviços ou produtos para os consumidores mais valiosos ou de baixo custo em detrimento dos demais e a preços inferiores do que as empresas que já estão no mercado (incumbentes). O menor preço é possível porque as incumbentes, as empresas que já atuam no mercado, acabam por praticar subsídios cruzados para financiar obrigações impostas pelo Estado. Por exemplo: empresas entrantes podem ter interesse no mercado de entregas expressas em detrimento do envio de correspondências simples, deixando esse segmento para a empresa monopolista do setor postal.

Ford & Suyker (1990) destacam também outro efeito negativo dos subsídios na sociedade: como há transferência de renda entre agentes, os beneficiários empreendem esforços e recursos para manter o auxílio. Estas atividades não produtivas são denominadas de busca por renda ou busca por manter privilégios (*rent-seeking*²⁵) e não geram aumento de riqueza da sociedade. OECD (2005) enfatiza que, apesar de custos, em geral, difusos, os benefícios dos subsídios tendem a ser concentrados em determinados agentes, justificando os gastos (decorrentes das atividades de busca de renda ou pela manutenção dos privilégios) para a manutenção do benefício.

Barg, Aaron & Steenblik (2007) ressaltam que os subsídios impedem que os padrões da atividade subsidiada respondam às mudanças de ambiente e dificultam o emprego eficiente dos recursos econômicos.

Considerando os potenciais efeitos negativos, OECD (2004) prescreve que os subsídios devem estar sujeitos a testes que assegurem que a intervenção é necessária, que estão em acordo com os objetivos da política pública, e que representam a melhor forma de intervenção estatal. Isso garantiria, entre outras coisas, a mitigação dos efeitos negativos sobre a concorrência entre agentes. Dessa forma, quando o Estado opta por conceder um subsídio, deveria apresentar à sociedade (i) um estudo (uma Avaliação de Impacto Regulatório) que mostrasse a importância da intervenção, seus custos, os efeitos distributivos (quem ganha e quem perde) e a inexistência de alternativa menos onerosa e (ii) avaliações periódicas dos impactos da política pública.

Funchal (2008) menciona que, segundo Schwartz & Clements (1999), a avaliação das consequências econômicas dos subsídios deve estar centrada em cinco áreas: (i) aumento da transparência; (ii) aumento do custo²⁶; (iii) limitação da duração do programa; (iv) fortalecimento do controle e recuperação de custos; e (v) seleção de um enfoque programático.

OECD (2005) reconhece que há obstáculos para a revisão dos subsídios, quais sejam: (i) força dos grupos de interesse e o comportamento *rent seeking*; (ii) mitos e medo de mudança; (iii) ausência de debate político; (iv) preocupações com aspectos de competitividade e distributivos, sobretudo no que tange a interesses regionais; (v) falta

²⁵ *Rent-seeking* ou busca de renda é o esforço para obter renda econômica a partir da influência no ambiente social ou político no qual as atividades econômicas ocorrem. Isso acontece em detrimento da agregação de valor ou da geração de nova riqueza para a sociedade.

²⁶ Atendimento do objetivo ao menor custo possível.

de transparência; (vi) restrições legais, administrativas e tecnológicas; e (vii) crescimento da cultura de que o subsídio é um direito.

O exposto nesta seção demonstra que os subsídios a uma atividade:

- podem ser justificáveis desde que atrelados à correção de uma falha de mercado;
- podem ser usados para compensar uma atividade por benefícios não quantificados pelo mercado (as externalidades positivas);
- podem ser usados para desenvolver uma atividade;
- devem ser em montante suficiente para corrigir ou atenuar a falha de mercado que justificou a sua concessão;
- não devem ser cruzados;
- devem durar enquanto a falha de mercado persistir, ou seja, devem ser temporários ou serem submetidos a procedimentos de revisões periódicas.

Deve-se reiterar que o foco deste Estudo é o desconto na TUST e na TUSD para as Fontes Incentivadas. Não serão abordados em detalhes outros subsídios, como aqueles relacionados a transferências de renda.

Antes de abordar especificamente o subsídio cruzado implementado por meio do desconto na TUST e na TUSD para as Fontes Incentivadas, tratar-se-á da estrutura do setor elétrico, a partir da qual será mostrado como esses descontos surgiram no arcabouço legal.

4 ESTRUTURA DO SETOR ELÉTRICO

Na década de 1990, o setor elétrico brasileiro passou por uma modificação estrutural em seu arcabouço jurídico. A partir do princípio de concorrência onde for possível e regulação onde for necessária, o setor elétrico foi dividido em três segmentos: Geração (G), Transmissão (T) e Distribuição (D). Cada segmento tem suas próprias características. A geração é, geralmente, intensiva em capital, com longos prazos de para o retorno dos investimentos, e comporta concorrência entre geradores pelo atendimento ao mercado consumidor. Já a Transmissão e a Distribuição são segmentos com características de monopólio natural. Por isso, exigem regulação por parte do Estado para que o concessionário da atividade não pratique preços monopolistas, o que prejudicaria o consumidor e provocaria ineficiências econômicas.

Esse modelo garantiu que o País alcançasse, em setembro de 2014, mais de 130 mil megawatts de potência instalada em unidades de geração de energia elétrica (Tabela 1), ligadas entre si por linhas de transmissão de grande e de médio porte. A energia gerada chega até os consumidores por meio de redes de transmissão e de distribuição. A esse grande conjunto de usinas elétricas, redes de transmissão e redes de distribuição, interligados entre si, dá-se o nome de Sistema Elétrico Nacional Interligado (SIN).

Tabela 1
Capacidade de geração do Brasil dos empreendimentos em operação – setembro/2014

Tipo	Quantidade	Potência	Potência	%
		Outorgada (kW) ²⁷	Fiscalizada (kW) ²⁸	
Central Geradora Hidrelétrica (CGH) ²⁹	470	288.597	289.826	0,22
Central Geradora Eólica (EOL)	180	3.864.734	3.796.438	2,90
Pequena Central Hidrelétrica (PCH) ³⁰	470	4.725.850	4.689.552	3,58
Central Geradora Solar Fotovoltaica (UFV)	179	18.380	14.380	0,01
Usina Hidrelétrica (UHE) ³¹	197	86.625.945	82.789.328	63,19
Usina Termelétrica (UTE)	1.869	39.302.153	37.445.717	28,58
Usina Termonuclear (UTN)	2	1.990.000	1.990.000	1,52
Total	3.367	136.815.659	131.015.241	100,00

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)³².

Conforme mostra a Tabela 1, as usinas que exploram potenciais hidráulicos (CGH, PCH e UHE) representam 63,19% da capacidade de geração de energia elétrica no Brasil. Esses empreendimentos, desde que não tenham característica de fio d'água, armazenam água em seus reservatórios para geração futura de energia em caso de necessidade. Exceto as localizadas nos sistemas isolados, as unidades geradoras interligam-se entre si por meio de linhas de transmissão (exceto as localizadas nos sistemas isolados).

²⁷ A Potência Outorgada é igual à considerada no Ato de Outorga.

²⁸ A Potência Fiscalizada é igual à considerada a partir da operação comercial da primeira unidade geradora.

²⁹ São usinas com potência instalada de até 1.000 kW; não necessitam de autorização ou concessão; basta o registro junto à Aneel.

³⁰ São usinas com potência instalada entre 1.000 kW e 30.000 kW e com reservatório igual ou inferior a 3 Km².

³¹ Usinas que não se enquadram como PCH ou CGU; em geral, têm potência instalada superior a 30.000 kW.

³² Disponível em <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em 16 de setembro de 2014.

A operação interligada traz grandes benefícios para os consumidores, haja vista que a água armazenada em reservatórios de hidrelétricas localizadas em uma bacia hidrográfica pode servir para gerar energia elétrica para consumidores concentrados em outras onde não há suficiente água armazenada. Com a *troca de águas* entre bacias, por meio das linhas de transmissão, estima-se o aumento em cerca de 30% a capacidade de geração de energia do sistema interligado.

As dimensões continentais do SIN exigem uma coordenação sistêmica para garantir que a energia gerada chegue ao consumidor com segurança. Essa coordenação é feita pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), cuja função básica é controlar a operação eletroenergética das instalações de geração e de transmissão de energia elétrica no SIN.

Essa operação precisa ser planejada com segurança energética, que vem a ser a capacidade do SIN de atender o mercado consumidor de energia a qualquer tempo, sem restrição de oferta. Essa segurança só pode ser garantida por fontes de energia que tenham capacidade de armazenamento de combustível, a saber: hidrelétricas com reservatórios, os quais podem armazenar água para ser turbinada e convertida em eletricidade a qualquer momento; termelétricas convencionais, que podem armazenar gás natural, óleo diesel, óleo combustível ou carvão nas instalações das plantas; e usinas termonucleares, que armazenam pastilhas de urânio em suas instalações.

Nem todas as fontes utilizáveis no SIN têm a capacidade de armazenar energia. Hidrelétricas a fio d'água e pequenas centrais hidrelétricas oferecem menor segurança energética operacional, pois têm reservatórios pequenos. Já para as usinas eólicas, termossolares³³ e fotovoltaicas³⁴, cujas fontes de energia para transformação em energia elétrica são intermitentes por natureza, ainda não há formas economicamente vantajosas para o armazenamento de energia elétrica. O uso de baterias, por exemplo, é dispendioso e não é utilizado comercialmente. Isso implica uma incapacidade da fonte produzir energia sempre que se necessite, já que se está à mercê da disponibilidade dos recursos naturais. Para lidar com a possibilidade de as fontes alternativas não terem

³³ Usam o calor do sol para aquecer água e fazê-la circular, a alta pressão, numa turbina, o que produz movimento. Esse movimento é usado para acionar um gerador e, conseqüentemente, converter movimento mecânico em eletricidade.

³⁴ Fazem a conversão direta de luz solar em eletricidade. O rendimento do processo costuma ser baixo, inferior a 15%.

disponibilidade de *combustível*, é necessário que se tenha sempre uma usina termelétrica ou uma hidrelétrica com reservatório, pronta para garantir a geração de energia elétrica.

Embora as fontes alternativas citadas sejam importantes para o SIN, a intermitência as coloca no papel de coadjuvantes. O protagonismo é reservado para as fontes que proveem segurança energética operacional. Assim, quando as fontes intermitentes geram, evita-se a queima de combustível fóssil ou o uso de água armazenada pelas hidrelétricas, que pode ser utilizada posteriormente. Isso é ótimo. Entretanto, quando não estão disponíveis para atender a demanda por energia elétrica, as usinas convencionais são chamadas a gerar.

No caso brasileiro, as usinas eólicas e as termelétricas movidas a bagaço de cana têm a interessante característica de serem complementares às hidrelétricas. Os ventos de maior intensidade na costa brasileira e a colheita de cana-de-açúcar (cujo bagaço é o principal combustível das termelétricas movidas a biomassa) ocorrem nos meses mais secos (entre março e outubro). Isso permite que se conserve mais água dos reservatórios durante esse período e, obviamente, se poupem também os combustíveis fósseis das usinas termelétricas que deixam de ser despachadas³⁵. Ressalta-se que essa capacidade de armazenamento tem sido reduzida, consequência da queda da participação das hidrelétricas com reservatórios na matriz de energia elétrica brasileira.

A próxima seção abordará com mais detalhes o importante papel desempenhado pelas fontes alternativas e alguns dos mecanismos utilizados para estimulá-las.

5 SUBSÍDIOS ÀS FONTES INCENTIVADAS

A energia elétrica é insumo fundamental para fomentar a atividade econômica mundial e para a sustentação do estilo de vida da população do planeta. Sua importância para as sociedades é tamanha que há forte correlação entre o desenvolvimento dos países e o consumo *per capita* de energia. Por outro lado, o crescente impacto antrópico sobre o meio ambiente tem despertado reações em todo o mundo quanto à necessidade de se mitigarem as externalidades negativas provocadas pelas atividades econômicas.

Particularmente, a emissão de gases de efeito estufa (GEE) tem sido classificada como uma ameaça ao equilíbrio ambiental do planeta, por provocar o aquecimento global. A energia elétrica no mundo é produzida prevalentemente por fontes fósseis, as

³⁵ Jargão técnico do setor elétrico que significa que a unidade passa a gerar eletricidade para o SIN.

maiores produtoras de GEE. Por isso, há grande preocupação mundial com a substituição de geração de origem fóssil por fontes renováveis.

A fonte renovável mais difundida no mundo é a hidroeletricidade. Apesar de gerar poucos GEE, causa impactos sociais e nos biomas, o que também levanta resistências à sua implantação. As fontes alternativas, fontes renováveis de baixo impacto ambiental, tornaram-se, pois, uma opção virtuosa para a substituição de fontes fósseis. Desde 1990, as fontes solar, eólica, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas (PCH)³⁶ e cogeração qualificada³⁷, vêm tendo um crescente incentivo em todos os países.

O reduzido impacto que as fontes alternativas provocam sobre o meio ambiente do planeta sempre é apontado como justificativa para que elas sejam incentivadas por governos de todo o mundo. Os incentivos derivam do fato de que, via de regra: (i) o mercado falha em precificar corretamente o benefício que essas fontes produzem para a sociedade; e (ii) pode haver dificuldades na introdução dessas fontes na matriz energética, relacionadas a outras falhas de mercado como, por exemplo, as presentes em uma indústria nascente e as restrições concorrenciais. Assim, é desejável e justificável que o Estado intervenha para que tais distorções sejam corrigidas.

O Brasil, tal como diversos países, implantou políticas públicas de apoio às fontes alternativas, entre as quais o desconto mínimo de 50% na TUST e na TUSD, um subsídio às Fontes Incentivadas, e o Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). O Brasil também adotou incentivos tributários e não tributários para as fontes incentivadas, mas eles não serão tratados no presente Texto para Discussão.

A TUST e a TUSD são pagas pelos consumidores livres³⁸ e regulados³⁹ e pelos geradores de energia elétrica que necessitam utilizar as redes de transmissão e de

³⁶ No Brasil, já em 1990, as PCH eram consideradas prioritárias na expansão da geração de energia elétrica do País, em face do seu baixo impacto ambiental: uma PCH – por definição legal – não pode inundar mais do que 3km². Entretanto, o seu custo unitário elevado (em R\$/kW instalado), em comparação com as centrais hidroelétricas de médio e de grande porte, tem reduzido a competitividade dessa opção.

³⁷ A cogeração qualificada, ainda que baseada em queima de combustíveis fósseis e, conseqüentemente, gerando GEE, tem recebido incentivos por aumentar a eficiência do processo de queima de combustíveis, reduzindo, assim, os GEE por unidade de energia gerada (eletricidade e calor) em relação à geração sem aproveitamento de calor residual.

³⁸ Consumidores com carga acima de 3.000 kW e que podem escolher seus fornecedores de energia.

³⁹ Consumidores que não podem escolher seus fornecedores de energia.

distribuição, ou seja, são tarifas pagas pela prestação de um serviço: os consumidores pagam TUST e TUSD para receber a energia adquirida e os geradores para enviarem a energia produzida. As distribuidoras recebem os valores de TUST e TUSD devidos pelos consumidores regulados (ou cativos) e os valores de TUSD devidos por consumidores livres e especiais⁴⁰ conectados à sua rede de distribuição. Já o ONS arrecada os valores de TUST devidos por consumidores livres e especiais conectados à Rede Básica (linhas de transmissão em tensões de 230 kV ou superior⁴¹) e os valores de TUST pagos pelas distribuidoras.

A TUST é calculada por meio de programa de computador, baseado, entre os elementos, na metodologia nodal com sinal locacional. Segundo essa metodologia, na subestação (ou nó) escolhida para geração ou consumo da energia, tanto geradores quanto consumidores pagam um valor que depende de quanto a geração e o consumo sobrecarregarão a rede (nesse caso, paga-se mais caro) ou aliviarão a rede (nesse caso, paga-se mais barato).

Um gerador ou consumidor livre que se queira conectar à Rede Básica pode acessar a página do ONS⁴² e simular qual será a TUST que pagará. Uma vez iniciada a operação, o gerador e os seus consumidores passam a recolher mensalmente os respectivos valores ao ONS, que se encarregará de rateá-los entre os provedores do serviço de transmissão. Os valores pagos são periodicamente divulgados em relatório específico⁴³.

Os geradores, os consumidores e as distribuidoras contratam a injeção ou a retirada de um montante de potência (MW), denominado Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST); pagam um valor em R\$/MW, a título de TUST, por determinada quantidade de MW injetado ou retirado. O mesmo ocorre com os

⁴⁰ Consumidores com carga entre 500 kW e 3.000 kW, que podem escolher seus fornecedores de energia desde que de fontes hidráulica até 50.000 kW, eólica, solar e biomassa.

⁴¹ Conforme o art. 3º da Resolução Normativa nº 67, de 8 de junho de 2004, da Aneel, integram a Rede Básica do SIN as instalações de transmissão de energia elétrica que atendam os seguintes critérios: (i) *linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV* e (ii) *transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV, bem como as respectivas conexões e demais equipamentos ligados ao terciário, a partir de 1º de julho de 2004.*

⁴² Disponível em http://www.ons.org.br/administracao_transmissao/simulacao_tarifas.aspx. Acesso em 11 de setembro de 2014.

⁴³ Disponível em http://www.ons.org.br/download/administracao_transmissao/apuracao_servicos/APUR_201406.pdf. Acesso em 11 de setembro de 2014.

consumidores livres e especiais e geradores conectados à rede da distribuidora; nesse caso, a potência contratada recebe a designação de Montante de Uso do Sistema de Distribuição (MUSD). A TUST e a TUSD são pagas mensalmente, independentemente de o gerador ter injetado energia ou não, ou de o consumidor ter utilizado a energia comprada ou não. Ressalta-se que o consumidor regulado, aquele que não escolhe o seu fornecedor de energia, paga pelo MUST e pelo MUSD via tarifa da distribuidora que o atende.

Os descontos na TUST e na TUSD têm previsão legal e foram sofrendo alterações ao longo do tempo. A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, foi modificada pela Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, para incluir o § 1º no art. 26 que estabelecia o desconto mínimo de 50% na TUST e na TUSD apenas para as PCH. Posteriormente, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, alterou o mesmo § 1º para incluir também as fontes eólica, biomassa e cogeração qualificada como beneficiárias do desconto na TUST e na TUSD. Já a Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003, também por modificação no § 1º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 1996, incluiu as fontes solar e as CGH entre as beneficiárias do incentivo, e estabeleceu o limite máximo de 30.000 kW de potência instalada para que a fonte fizesse jus ao benefício do desconto mínimo de 50% na TUST e na TUSD. Por fim, a Lei nº 11.488, de 26 de 15 de junho de 2007, alterou o § 1º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 1996, substituindo o critério de 30.000 kW potência instalada por 30.000 kW de potência injetada no SIN. Ressalta-se que o desconto é permanente, uma vez que a legislação não prevê prazo para sua extinção.

O subsídio concedido às mencionadas fontes beneficia também alguns compradores de energia elétrica que adquirirem energia elétrica das fontes incentivadas, quais sejam: (i) o consumidor com carga superior a 3.000 kW (consumidor livre), pois os arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, garante que agentes com essa característica tenham liberdade para escolherem o fornecedor de energia elétrica; e (ii) o consumidor ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW e inferior a 3.000 kW (consumidor especial) que adquire energia elétrica de fontes solar, eólica e biomassa, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 50.000 kW. Essa prerrogativa é conferida pelo § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 1996. Já os consumidores regulados ou cativos, atendidos pelo chamado Ambiente de Contratação

Regulada (ACR) ou mercado regulado não contam com o benefício porque não têm a prerrogativa de escolher o fornecedor de energia elétrica.

O desconto na TUST e na TUSD concedido às fontes hidráulica de pequeno porte, solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, na geração e no consumo, é, portanto, arcado pelas demais fontes de geração e pelos consumidores que não adquirem energia dessas fontes. Ou seja, trata-se de um subsídio cruzado, sem prazo de validade.

Desde 2013, com a previsão de que a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) poderia arcar com os descontos aplicados nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de distribuição⁴⁴, é possível reduzir o subsídio cruzado para custear o desconto mínimo de 50% na TUSD. Para que isso ocorra, o Tesouro Nacional precisa aportar recursos na CDE no montante equivalente a este e outros subsídios arcados pela CDE⁴⁵. Ressalte-se que o Tesouro não tem a obrigação de fazer esses aportes, o que remete para o consumidor a obrigação de última instância pelo pagamento dos subsídios.

Como já mencionado, o subsídio em questão é diferente de outro que também foi criado para incentivar as fontes alternativas: o Programa de Incentivos as Fontes Alternativas de Energia (Proinfa), criado pela Lei nº 10.438, de 2002. Pelo Proinfa, o consumidor ficou obrigado a comprar energia das fontes eólica, biomassa e PCH a preços superiores ao custo marginal de expansão da fonte, a serem estabelecidos pelo Ministério de Minas e Energia (MME). O Proinfa foi dividido em duas etapas. Na primeira, cuja chamada pública ocorreu em 2005, foram adquiridos 3.299,4 MW das três fontes citadas: eólica, biomassa e PCH⁴⁶. Já a segunda etapa não foi implementada.

A Tabela 2, a seguir, apresenta as potências instaladas por fonte na primeira etapa do Proinfa e os respectivos custos, em MW/h, atualizados para o ano de 2014.

⁴⁴ A modificação foi promovida pela MPV nº 605, de 2013, e introduzida no Projeto de Lei de Conversão (PLV) da MPV nº 609, de 8 de março de 2013, que resultou na Lei nº 12.839, de 9 de julho de 2013. Essa lei adicionou como finalidade da CDE a compensação de descontos aplicados nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de distribuição e nas tarifas de energia elétrica, conforme regulamentação do Poder Executivo. Ato contínuo, o Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013, determinou que a CDE seria responsável pela redução na tarifa de uso do sistema de distribuição incidente na produção e no consumo da energia comercializada por empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 50.000 kW e com base em fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30.000 kW.

⁴⁵ Conforme será abordado, pode haver um subsídio cruzado entre consumidores livres e aqueles consumidores denominados de especiais.

⁴⁶ Disponível em <http://www.eletronbras.com/elb/Proinfa/data/Pages/LUMISABB61D26PTBRIE.htm#Dados de geração das CGEE participantes do PROINFA – 2014>. Acesso em 18 de junho de 2014.

A primeira etapa do Proinfa é um subsídio cruzado a vigor até 2028. É subsídio porque o consumidor poderia ter tido acesso a energia mais barata, mas a legislação obrigou a contratação de energia elétrica por preços superiores ao custo marginal de expansão⁴⁷. Independente desse fato, e diferentemente dos descontos na TUST e na TUSD, o Proinfa tem prazo de validade de vinte anos. Por sua vez, a segunda etapa do Proinfa não deverá ser mais implantada, em face da competitividade que as citadas fontes já adquiriram desde a criação do programa pela Lei nº 10.438, de 2002.

Tabela 2
Custos do Proinfa previstos para o ano de 2014

Fonte	Potência (MW)	Custo (R\$/MWh)⁴⁸
Eólica	1.422,92	351,89
PCH	1.191,24	207,93
Biomassa	685,24	166,96
Custo médio das fontes		248,94

Fonte: Aneel.

Voltando à análise da TUST e da TUSD, atualmente, considerando dados do ONS⁴⁹ e da Aneel⁵⁰, a Tabela 3 apresenta a estimativa do custo dos descontos na TUST e TUSD.

Tabela 3
Custos do desconto na TUST e na TUSD para fontes incentivadas

Subsídio	R\$ (milhões)/Ano	MUSD/MUST⁵¹ Médios Contratados (MW)	Desconto Médio⁵² (R\$/MW)
TUSD Carga	760,0	6.740,5	7.284,05
TUSD Geração	157,7	7.015,0	1.632,55
TUST Carga	0,2	15,0	924,75
TUST Geração	106,4	2.987,6	2.926,86
Eólicas	100,1	2.751,6	3.002,91
PCH	1,9	80,0	2.065,13
Termelétricas	4,4	156,0	2.283,56
Total	1.130,7	19.745,7	3.954,94

Fonte: Elaboração própria⁵³.

⁴⁷ A partir do apresentado na Seção 3, na definição de OECD (2004), o Proinfa é um subsídio porque afeta a competição ao favorecer um grupo de firmas ou setores, pois a aquisição da energia contratada pelo programa era compulsória; no conceito de Funchal (2008) também seria um subsídio por se tratar de pagamentos implícitos por meio de ações governamentais de regulamentação que alteram o preço de mercado e acesso; de modo semelhante, a partir de Barg, Aaron & Steenblik (2007), seria um subsídio por proteção, ainda que parcial, dos três setores à competição.

⁴⁸ Ver Nota Técnica nº 513/203 SRE/ANEEL. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/nreh20131666.pdf>. Acesso em 18 de julho de 2014.

⁴⁹ Relatório de Apuração Mensal de Serviço e Encargos de Transmissão – Junho/ 2014. Os dados foram atualizados a partir do dado mensal de junho de 2014.

⁵⁰ Processos tarifários de setembro de 2013 a agosto de 2014.

⁵¹ Enfatiza-se que: MUSD é o *Montante* de Uso do Sistema de Distribuição e MUST é o *Montante* de Uso do Sistema de Transmissão.

⁵² O desconto médio não foi obtido pela divisão das colunas R\$ (milhões/ano) e MUSD/MUST Médios Contratados (MW) e sim pela média do valor do desconto dos agentes que gozam do benefício.

Verifica-se, da Tabela 3, o custo dos descontos na TUST e TUSD é estimado em R\$ 1,1 bilhão para 19,7 mil MW contratados. Cumpre mencionar que a Aneel estimou para o período 2014/2015 o custo de R\$ 131,1 milhões para o desconto na TUST a que têm direito as Fontes Incentivadas⁵⁴, montante superior ao da Tabela 3. Essa diferença pode indicar a previsão de entrada em operação até o final de 2015 de novos empreendimentos beneficiados com o desconto na TUST e que não estão computadas na citada tabela.

A Tabela 3 mostra também que o desconto na TUSD para a compra de energia elétrica de Fonte Incentivada responde por 67% do total. Isso indica que os consumidores denominados especiais são aqueles que recebem a maior parcela do subsídio. Trata-se de algo esperado, pois: (i) os consumidores especiais estão conectados nas redes da distribuidora; (ii) a TUSD incorpora custos de transmissão, que são pagos diretamente pela distribuidora. Portanto, naturalmente, a tarifa da rede de distribuição, onde costumam estar conectados os consumidores especiais, é maior do que a tarifa da rede de transmissão. Em suma, a TUSD, por ter valor unitário (R\$/MWh) maior que o da TUST, proporciona um valor de desconto maior, tornando o custo da energia em R\$/MWh bastante atraente para o consumidor especial.

Note-se que o valor de TUST e TUSD é cobrado como tarifa por potência (R\$/MW), ao passo que as transações comerciais nos leilões são baseadas em tarifas por energia (R\$/MWh). É preciso converter tarifa por potência em tarifa por energia⁵⁵, utilizando-se o fator de capacidade (FC) da unidade geradora e o chamado fator de carga⁵⁶ da unidade consumidora⁵⁷.

⁵³ O desconto médio para a TUSD teve como referência agosto de 2014 e para a TUST o mês de junho de 2014. O montante contratado para a TUST Carga foi obtido a partir da proporção do desconto da TUST frente ao total pago do agente que obteve o desconto.

⁵⁴ Nota Técnica nº 183/2014-SRT/ANEEL. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/cedoc/nreh20141758.pdf>. Acesso em 21 de outubro de 2014.

⁵⁵ Quando o investidor (gerador ou consumidor) planeja seu investimento, ele precisa colocar todos os custos numa mesma referência. Essa referência é o custo por energia (R\$/MWh) e não custo por potência (R\$/MW). Afinal, o produto vendido ou comprado nos leilões é energia e não potência. Portanto, a TUST, que é inicialmente calculada na forma de custo por potência, precisa ser convertida em custo por energia. Os usuários pagam valores fixos mensais de TUST e TUSD, independentemente de quanto de energia o gerador vai injetar na rede, ou de quanto consumidor vai extrair da rede. A conversão de que o investidor precisa é a conversão desse valor fixo (R\$/MW) num valor proporcional à quantidade de energia gerada ou consumida (R\$/MWh) no mês.

⁵⁶ Equivalente do Fator de Capacidade para o consumo.

⁵⁷ O fator de capacidade reflete a estimativa de quanto de energia um gerador pode garantir para o seu cliente. Indica quanto da potência nominal da usina se converte em energia gerada, na média de um determinado período. Isso porque, conforme já foi mencionado, é impossível que uma usina sempre

O valor médio do desconto em R\$/MW, disposto na Tabela 3, corrobora a constatação acima. Os consumidores especiais que adquirem energia de Fontes Incentivadas têm desconto médio de R\$ 7.284,05 /MW; já para aqueles conectados diretamente na Rede Básica, o desconto médio é de R\$ 924,75/MW. Ademais, o desconto médio para o agente consumidor é significativamente superior ao obtido pelo gerador, conectado ou não à Rede Básica. Por fim, na geração, nota-se que o desconto médio obtido pelas eólicas na TUST é superior em mais de R\$ 800,00/MW se comparado ao obtido pelas PCH e termelétricas movidas por biomassa.

De fato, considerando os dados da Tabela 3 e fator de capacidade (FC) de 0,4 para eólicas e 0,5 para PCH e UTE movidas a biomassa, estima-se que o desconto na TUST proporciona redução do custo dessas fontes em R\$ 10,40/MWh, R\$ 5,40/MWh e R\$ 6,50/MWh, respectivamente. Para aquelas usinas conectadas na rede da distribuidora, o desconto, também partindo de um fator de capacidade de 0,5, corresponde a R\$ 5,15/MWh, em média⁵⁸. Ou seja, as usinas eólicas têm o maior desconto em termos de R\$/MW ou R\$/MWh. Uma possível explicação é a distância das eólicas dos principais centros de carga.

Deve ser ressaltado, ainda, que o desconto na TUSD Carga, considerando um fator de carga de 0,5, equivale a algo próximo a R\$ 26,00/MWh, o que significa redução

opere na sua capacidade máxima. Serão necessárias paradas para manutenção. Além disso, no caso de hidrelétricas, o regime pluviométrico é variável; os ventos que movem as eólicas também não são constantes. Dois exemplos extremos, a seguir, ilustram como ocorre essa conversão: suponha que uma usina de 30 MW de potência tenha sido contratada para vender energia a R\$ 100/MWh. Suponha ainda que ela paga R\$ 3.000/MW, a título de TUST, totalizando um pagamento fixo de R\$ 90.000 mensais. Se essa usina funcionasse plenamente durante apenas 10 horas em um mês, a energia gerada seria: $30 \text{ MW} * 10 \text{ horas} = 300 \text{ MWh}$. O valor fixo da TUST teria que ser rateado pela energia efetivamente produzida: $= \text{R\$ } 90.000/300 \text{ MWh} = \text{R\$ } 300/\text{MWh}$. Então, o investidor deveria somar as parcelas de energia vendida (R\$ 100/MWh) e de TUST rateada (R\$ 300/MWh) para saber o seu valor efetivo de venda: R\$ 400/MWh. Por outro lado, se essa mesma usina tivesse funcionado plenamente durante todas as 730 horas do mês ($365 \text{ dias} * 24 \text{ horas} / 12 \text{ meses} = 730 \text{ horas}$), a energia gerada seria $30 \text{ MW} * 730 \text{ horas} = 21.900 \text{ MWh}$ no mês. Nesse caso, a TUST rateada seria: $\text{R\$ } 90.000/21.900 \text{ MWh} = \text{R\$ } 4,11/\text{MWh}$. O valor efetivo de venda seria de R\$ 104,11/MWh. Na prática, os dois exemplos extremos não ocorrem. Para estimar quanto de energia a usina gerará mensalmente durante a vida útil do empreendimento, o investidor utiliza-se do fator de capacidade (FC), que é estimado previamente para cada empreendimento. No exemplo em questão, se a usina tiver FC de 0,5, a energia garantida mensalmente seria igual a 10.950 MWh ($30 \text{ MW} * 0,5 * 730 \text{ horas}$). E a TUST rateada seria de $\text{R\$ } 90.000/10.950 \text{ MWh} = \text{R\$ } 8,22/\text{MWh}$. O valor efetivo da venda seria R\$ 108,22/MWh. A mesma metodologia pode ser usada quando se trata de consumo de energia, e não de geração. Para isso, utiliza-se a potência instalada da carga e o fator de carga. O fator de carga reflete a estimativa do consumo médio mensal de energia por parte do consumidor.

⁵⁸ Para as usinas conectadas diretamente na rede das distribuidoras, não foi possível distinguir o desconto por fonte de geração.

de 6% a 8% no preço da energia paga pelos segmentos comercial e industrial atendidos pelas distribuidoras⁵⁹.

Feita a descrição qualitativa e quantitativa do subsídio às Fontes Incentivadas, proceder-se-á à análise de sua pertinência em face dos princípios econômicos.

6 O SUBSÍDIO ÀS FONTES INCENTIVADAS E OS PRINCÍPIOS ECONÔMICOS

Na análise que se segue, procurar-se-á responder às seguintes questões acerca do desconto na TUST e na TUSD para as fontes solar, eólica, PCH e cogeração qualificada:

- i)* se foi atrelado à correção de uma falha de mercado; e
- ii)* se foi criado conforme os princípios econômicos aplicáveis a concessão de subsídios.

A resposta à primeira pergunta requer que se identifique as razões para a criação do desconto na TUST e na TUSD aplicado às fontes solar, eólica, biomassa, PCH e cogeração qualificada.

A partir do abordado em seções anteriores, há duas possíveis razões que justificam a criação do subsídio: *(i)* mitigar uma falha de mercado que impede o desenvolvimento dessas fontes; e *(ii)* remunerar essas fontes alternativas de energia elétrica por externalidades positivas geradas⁶⁰, ou seja, por benefícios proporcionados que não ainda não estariam incorporados no preço pago pela energia fornecida.

Acerca da primeira justificativa, vale voltar a mencionar a existência de outro subsídio para viabilizar o desenvolvimento das Fontes Incentivadas em território brasileiro: o Proinfa. Enfatiza-se que a segunda etapa do Proinfa foi substituída pelos leilões de compra de energia voltados exclusivamente para as fontes alternativas.

Partindo da premissa que o desconto na TUST e na TUSD também tencionava desenvolver as fontes incentivadas no Brasil, pode-se até argumentar que a criação

⁵⁹ Segundo a Aneel, as tarifas médias para os setores comercial e industrial do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) são, respectivamente, R\$ 399,56/MWh e R\$ 328,50/MWh, fora tributos. Disponível em http://relatorios.aneel.gov.br/_layouts/xlviewer.aspx?id=/RelatoriosSAS/RelSampClasseCons.xlsx&Source=http://relatorios.aneel.gov.br/RelatoriosSAS/Forms/AllItems.aspx&DefaultItemOpen=1. Acesso em 28 de outubro de 2014.

⁶⁰ Funchal (2008) menciona objetivos secundários para o subsídio às fontes alternativas: estímulo à pesquisa em novas fontes renováveis para garantir o progresso tecnológico; aumento da capacidade de reduzir os custos de investimentos; minimização dos custos de transação e de administração desses projetos; disseminação de um sentimento de necessidade e aceitação das fontes de energia renovável pela sociedade.

desse subsídio foi pertinente, haja vista que buscou superar os empecilhos presentes no surgimento de uma indústria. Ou seja, sob essa perspectiva, havia motivo para que a intervenção do Estado a fim de viabilizar as Fontes Incentivadas.

Como mostram os preços praticados no Proinfa, dispostos na Tabela 2, as usinas eólicas e as pequenas centrais hidrelétricas não eram competitivas com relação a outras fontes renováveis. Além disso, essas fontes são intermitentes. Por essas razões, eram preteridas. Portanto, havia realmente necessidade de prover algum tipo de estímulo para que essas tecnologias pudessem alcançar patamares de eficiência que as colocassem em condições de competir com outras opções. Portanto, o Proinfa enquadra-se à perfeição no rol dos subsídios de grande pertinência, criados conforme as melhores práticas econômicas.

O mesmo não se pode afirmar em relação aos descontos na TUST e na TUSD. Apesar de meritório, esse subsídio não foi criado conforme preceituam os princípios econômicos. É o que se demonstra a seguir.

Sendo uma política pública voltada para o desenvolvimento das Fontes Incentivadas, o desconto na TUST e na TUSD deveria ter um prazo determinado ou, pelo menos, prever a revisão do benefício ou do percentual mínimo de 50%. Como já demonstrado, se o Estado entende que há falhas de mercado que impedem o nascimento e o desenvolvimento de um setor, o subsídio, embora justificável, deve vigorar apenas pelo tempo necessário para o amadurecimento da atividade. Caso contrário, os efeitos negativos do subsídio serão aprofundados⁶¹, desestimulando, inclusive, que as Fontes Incentivadas continuem obtendo cada vez mais ganhos de eficiência e passando a mensagem de que não são capazes de sobreviver sem o subsídio mesmo após mais de 10 anos de implementado.

Além disso, o desconto na TUST e na TUSD deveria ser custeado pelo orçamento público e não pelas demais fontes e alguns consumidores. Em outras palavras, esse subsídio não deveria ser cruzado. Deve ser reconhecido que a possibilidade eventual de o Tesouro Nacional aportar recursos na CDE para o custeio de diversos subsídios pode amenizar o problema apontado neste parágrafo. Ainda assim, permanecem outras distorções.

⁶¹ Os efeitos negativos do desconto de 50% na TUST e na TUSD serão abordados no decorrer deste trabalho.

As consequências negativas geradas pela ausência de prazo para a vigência do subsídio são agravadas se deixarem de existir justificativas para a sua manutenção. Conforme será demonstrado na próxima seção, há evidências de que, de fato, as Fontes Incentivadas já não precisam mais desse auxílio.

Por outro lado, o desconto na TUST e na TUSD para as Fontes Incentivadas poderia ser justificado como forma de valoração das externalidades positivas geradas, conforme já mencionado.

A externalidade positiva mais notória das Fontes Incentivadas é a redução da emissão de gases de efeito estufa do setor elétrico. Há, nitidamente, uma falha de mercado que impede que o dano provocado à sociedade por essas emissões seja precificado e internalizado nos custos das demais fontes de geração. Por essa razão, quando, por exemplo, a fonte solar compete com uma termelétrica movida a combustível fóssil sem que se precifiquem as externalidades, há uma distorção que favorece essa última. Isso porque o custo do dano à sociedade da emissão de gases de efeito estufa não está computado no custo da geração termelétrica movida a combustível fóssil. Outras externalidades atribuídas às Fontes Incentivadas são: complementaridade às hidrelétricas, proximidade dos centros de carga e aumento da eficiência energética⁶².

No contexto apresentado, duas indagações devem ser respondidas quanto às duas possíveis justificativas para o desconto mínimo de 50% na TUST e na TUSD para as Fontes Incentivadas: a melhor forma de corrigir as distorções apontadas (incapacidade de as fontes desenvolverem sem auxílio estatal e valoração das externalidades) é por meio de desconto na TUST e na TUSD? Em caso positivo, é justificável o desconto mínimo de 50% para todas as fontes?

O fato de o subsídio ocorrer em um custo de transmissão e distribuição cria o risco de que empreendimentos mais distantes do centro de carga ou que onera mais o sistema elétrico sejam mais beneficiados. Na prática, o subsídio reduz a eficiência do sinal locacional que a Aneel busca inserir na definição da TUST. O sinal locacional preconiza aumento da tarifa para consumidores ou geradores que, pela sua conexão à Rede Básica, sobrecarregam instalações de transmissão, e redução da tarifa para aqueles

⁶² Por exemplo, os processos de cogeração aumentam de forma significativa a eficiência energética.

agentes cujas conexões à rede básica aliviam o carregamento das instalações de transmissão⁶³.

Ademais, considera-se que o desconto na TUSD e na TUST não é a melhor forma internalizar a externalidade positiva gerada pelas Fontes Incentivadas no que tange à menor emissão de gases de efeito estufa. A correção da distorção em questão deveria ser realizada por meio de redução do custo de geração das fontes alternativas ou de elevação do custo de geração das fontes poluentes, ou ambas.

A situação acima é agravada pelo fato de o desconto na TUST e na TUSD se tratar de um subsídio cruzado. Ou seja, outras fontes de geração que não utilizam combustíveis fósseis arcam com o auxílio direcionado às Fontes Incentivadas. Ressalta-se que há subsídio cruzado e, portanto, transferência de renda, entre consumidores. Como os consumidores do ambiente livre e os especiais podem adquirir energia gerada dessas fontes com o citado desconto, os consumidores regulados, privados desse privilégio, são onerados. É como se os consumidores regulados gerassem mais externalidades negativas pelo uso das fontes de energia fósseis do que os consumidores livres e especiais, o que não encontra respaldo na realidade. Quem deveria arcar com o subsídio, sob essa perspectiva, seriam aqueles que emitem gases de efeito estufa.

No que tange à indagação se é justificável o desconto mínimo de 50% para todas as fontes, também há dúvidas sobre a sua fundamentação. É implausível que as fontes eólica, solar, PCH, biomassa e cogeração qualificada precisassem do mesmo piso de subsídio e que gerem externalidades positivas na mesma proporção. Melhor seria que o legislador tivesse garantido o desconto em percentual a ser definido a partir da necessidade de cada fonte e nas respectivas contribuições para a *(i)* mitigação da externalidade gerada pelas demais fontes ou *(ii)* a geração de externalidades positivas.

Por fim, o fato de o subsídio estar limitado à potência injetada de 30 MW cria uma distorção na concorrência entre as fontes. Um projeto eólico pode ser dividido de forma a criar subprojetos que injetem 30 MW apenas para faz jus ao benefício. No caso das termelétricas movidas a biomassa, por exemplo, isso não é factível. É possível,

⁶³ Essa diretriz foi estabelecida pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Segundo o inciso XVIII do art. 3º da Lei nº 9.427, de 1996, compete à Aneel definir as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, sendo que as de transmissão deve utilizar sinal locacional visando a assegurar maiores encargos para os agentes que mais onerem o sistema de transmissão. O citado art. 3º confere estabelece ainda outras diretrizes para o cálculo da TUST.

inclusive, que algumas usinas, capazes de injetar maior potência na rede elétrica, não o façam para manterem o desconto, o que reduz a oferta de energia elétrica.

Como resultado do desbalanceamento mencionado, pode haver, por exemplo, indução artificial para a contratação da fonte eólica, justamente aquela que mais aproveitou os incentivos concedidos pelo Estado para desenvolvimento. Essa possibilidade é mitigada pelo fato de, no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), o Poder Executivo exercer algum controle na oferta de energia. Todavia, no Ambiente de Contratação Livre (ACL) isso não ocorre; é o mercado quem dita qual fonte ofertará energia⁶⁴.

Ressalta-se que a ausência de prazo para o desconto apenas amplifica as distorções mencionadas, perpetuando-as.

Nota-se, dessa forma, que o desconto na TUST e na TUSD concedido às chamadas Fontes Incentivadas não obedeceram aos princípios que deveriam nortear a concessão de um subsídio, pois: (i) não há prazo de vigência ou a previsão para que fosse revisto; (ii) provoca distorções econômicas; e (iii) é assimétrico ao tratar como iguais diferentes fontes de geração de energia elétrica.

7 AVALIAÇÃO DA NECESSIDADE DE MANUTENÇÃO DOS DESCONTOS NA TUST E NA TUSD PARA FONTES INCENTIVADAS

Considerando os efeitos potencialmente danosos dos subsídios, explicitados na seção anterior, e o fato de que o desconto da TUST e da TUSD para Fontes Incentivadas não seguiu alguns princípios que deveriam guiar a concessão de subsídios, torna-se importante avaliar se o benefício ainda é necessário ou se precisa de ajustes. Como argumenta Funchal (2008), citando Madlener & Stagl (2005), *o desenho de políticas públicas que tenham, por objetivo, incentivar a utilização de energias renováveis, deve gerar o menor impacto social, ecológico e econômico possível, ao mesmo tempo em que garanta um nível adequado de eficiência energética.*

⁶⁴ A Alemanha estimulou sobremaneira a fonte eólica. Todavia, como se trata de uma fonte intermitente, que não armazena energia, foi necessário contratar volume considerável de térmicas. Em virtude disso, o preço da energia elétrica chegou a ser negativo, ou seja, o consumidor deveria ser pago para consumir energia, o que teria gerado uma perda, estimada pela revista *The Economist*, de € 500 bilhões. Fonte: <http://www.economist.com/news/briefing/21587782-europes-electricity-providers-face-existential-threat-how-lose-half-trillion-euros>. Acesso em 10 de abril de 2014. Desestimulou também as fontes térmicas, que garantem a estabilidade do sistema.

A avaliação da pertinência de se manter o desconto mínimo de 50% na TUST e na TUSD para as Fontes Incentivadas considerará quatro aspectos:

- i) A necessidade do subsídio para garantir a competitividade dessas fontes frente a seus concorrentes;
- ii) A existência de outras formas de valorar suas externalidades positivas;
- iii) Os efeitos distributivos entre os agentes beneficiados e que arcam com o subsídio; e
- iv) A perspectiva do custo do subsídio.

7.1 DO SUBSÍDIO COMO FORMA DE GARANTIR A COMPETITIVIDADE DAS FONTES INCENTIVADAS

A Tabela 4 apresenta os preços médios obtidos nos Leilões de Energia Nova para compra de energia elétrica para o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), ou mercado cativo, entre 2005 e junho de 2014, atualizados pelo Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA).

Tabela 4
Valores médios da energia nos leilões de energia nova e leilões de reserva entre 2005 e junho de 2014 – R\$/MWh

Fonte	Ano									
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
UHE ⁶⁵ Grande Porte ⁶⁶	–	–	75,34	–	–	71,05	102,00	–	83,49	121,00
UHE Médio Porte ⁶⁷	115,83	125,10	128,81	98,98	–	96,62	87,72	86,92	109,40	–
PCH	–	–	134,99	–	144,00	145,88	–	–	137,40	–
UTE ⁶⁸ Biomassa	104,31	140,79	140,59	145,80	146,63	144,27	96,36	–	110,85	–
Eólica	–	–	–	–	148,40	130,83	97,42	89,97	99,44	133,15
UTE Gás Natural	232,40	384,01	167,44	218,63	–	–	139,98	–	–	–
UTE Óleo Combustível	–	803,04	623,57	681,07	–	–	–	–	–	–
UTE Óleo Diesel	900,12	976,43	–	–	–	–	–	–	–	–
UTE Carvão	–	–	181,11	–	–	–	–	–	–	–

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE⁶⁹ e ONS⁷⁰.

⁶⁵ Usina hidrelétrica (UHE).

⁶⁶ Acima de 1.000 MW de potência.

⁶⁷ Abaixo 1.000 MW de potência, que não sejam PCH.

⁶⁸ Usina Termelétrica (UTE).

⁶⁹ Resultado consolidado dos leilões de energia nova – 08/2014. Dados disponíveis no seguinte link: http://www.ccee.org.br/portal/faces/aceso_rapido_footer/biblioteca_virtual?_adf.ctrl-state=18uosz3gp0_4&tipo=Resultado%20Consolidado&assunto=Leil%C3%A3o&_afLoop=63464966075476#%40%3F_afLoop%3D63464966075476%26tipo%3DResultado%2BConsolidado%26assunto%3DLeil%25C3%25A3o%26_adf.ctrl-state%3Dev0brjee7_4. Acesso em 10 de setembro de 2014.

Por sua vez, na Tabela 5, está disposta a energia contratada nos Leilões de Energia Nova para compra de energia elétrica para o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), ou mercado cativo, entre 2005 e junho de 2014.

Tabela 5
Energia garantida contratada em leilões de energia nova e de reserva entre 2005 e junho de 2014 – MW médios

Fonte	Ano										Total
	2005*	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	
UHE Grande Porte			4.193			4.571	209		422	206	9.601
UHE Médio Porte	2.649	3.065	1.336	173			91	151	240		7.705
PCH			70		1	101			264		436
UTE Biomassa	182	117	214	900	16	317	295		488		2.529
Eólica					783	925	1.392	152	2.164	275	5.691
UTE Gás Natural	3.063	1.094	401	99			430				5.087
UTE Óleo Combustível		19	1.429	523							1.971
UTE Óleo Diesel	216	618									834
UTE Carvão			964								964
Total	7.546	4.913	8.606	1.695	801	5.915	2.417	304	3.578	481	36.256

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE⁷¹ e ONS⁷².

Comparando as Tabelas 3 e 4, observa-se que, em 2006, quando foi viabilizada a primeira etapa do Proinfa, as usinas eólicas e as pequenas centrais hidrelétricas não eram competitivas com relação às UHE de médio porte e às UTE movidas por gás natural. Somente eram mais baratas do que as UTE que usavam óleo diesel. Já as UTE movidas a biomassa contratadas no Proinfa eram a segunda fonte mais barata. Ressalta-se que, além do preço mais elevado, essas fontes são intermitentes, provendo menos segurança operacional ao sistema elétrico. Portanto, conforme já destacado na seção anterior, havia realmente necessidade de prover algum tipo de estímulo para que essas tecnologias pudessem alcançar patamares de eficiência que as colocasse em condições de competir com outras fontes.

Até 2013, a Tabela 4 mostra que os preços dessas fontes incentivadas caíram. Trata-se de uma evidência dos ganhos de eficiência obtido pelas Fontes Incentivadas, sobretudo a eólica, indício de que a política de apoio ao desenvolvimento dessas fontes

⁷⁰ Programa Mensal de Operação (PMO), agosto de 2014. Disponível em <http://www.ons.org.br/operacao/relatorioexecutivoPMO.aspx>. Acesso em 10 de setembro de 2014.

⁷¹ Resultado consolidado dos leilões – 08/2014. Disponível em http://www.ccee.org.br/portal/faces/aceso_rapido_footer/biblioteca_virtual?_adf.ctrl-state=18uosz3gp0_4&tipo=Resultado%20Consolidado&assunto=Leil%C3%A3o&_afLoop=63464966075476#%40%3F_afLoop%3D63464966075476%26tipo%3DResultado%2BConsolidado%26assunto%3DLeil%25C3%25A3o%26_adf.ctrl-state%3DDev0brjee7_4. Acesso em 10 de setembro de 2014.

⁷² Programa Mensal de Operação (PMO), agosto de 2014. Disponível em <http://www.ons.org.br/operacao/relatorioexecutivoPMO.aspx>. Acesso em 10 de setembro de 2014.

tem sido exitosa. Esse sucesso, contudo, traz junto o questionamento acerca da necessidade de manter o subsídio, tendo em vista as distorções que apoios dessa natureza provocam na economia.

Por sua vez, a Tabela 5 ilustra que, entre 2005 e junho de 2014, as PCH, as UTE movidas por biomassa e as eólicas responderam por, respectivamente, 1%, 7% e 16% da energia contratada nos Leilões de Energia Nova. Destaque seja dado à fonte eólica, que tem aumentado sistematicamente a sua participação nos certames. É outro indício do sucesso das políticas de incentivo às fontes alternativas.

Quando se compara a contratação das Fontes Incentivadas via Proinfa e via Leilões de Energia Nova, nota-se que, de fato, desde que passaram a ser contratadas mediante leilões, os preços de venda sofreram queda acentuada e consistente, e a quantidade de energia contratada aumentou. As oscilações de preços observadas na Tabela 4 refletem condições regulatórias momentâneas (exigências de conteúdo local, tamanho dos subsídios nos juros, exigências específicas dos editais, etc.) e tipo de insumos e/ou tecnologias que foram contratados (por exemplo, cavaco de madeira ou bagaço de cana, geração a ciclo combinado ou a ciclo aberto, fator de capacidade da fonte). Independentemente dessas oscilações, duas conclusões, de interesse para o propósito do presente texto, podem ser extraídas das Tabelas 2, 4 e 5:

- i)* as fontes eólicas se tornaram quase tão competitivas – pelo menos em relação ao preço – quanto as usinas hidrelétricas, que são a fonte mais barata para a produção de eletricidade; e
- ii)* as termelétricas movidas a biomassa e as PCH tornaram-se mais competitivas em relação às fontes fósseis, ainda que abaixo do nível das eólicas e das usinas hidrelétricas.

Considerando os dados da Tabela 4 e supondo fator de capacidade de 0,4 para eólicas e 0,5 para PCH e UTE movidas a biomassa, estima-se que a retirada do desconto na TUST, ignorando outros possíveis efeitos, elevaria o preço de venda da energia elétrica dessas fontes nos Leilões de Energia Nova em R\$ 10,40/MWh, R\$ 5,40/MWh e R\$ 6,50/MWh, respectivamente. Ou seja, tendo em vista os dados da Tabela 4, tais fontes ainda assim, via de regra, seriam mais baratas do que as UTE que usam combustíveis fósseis. No máximo, poderiam perder alguma competitividade em relação às UTEs a ciclo combinado, a depender do preço do gás natural.

No mercado livre, pelo lado do consumo, o impacto pode ser diferente. Como mostrado na Seção 5, os consumidores conectados às distribuidoras que optam por comprar energia das Fontes Incentivadas têm desconto médio de R\$ 26,00/MWh. Assim, o fim do subsídio pode fazer com que os chamados consumidores especiais reduzam a compra de energia das Fontes Incentivadas, a depender dos preços praticados por esses ofertantes.

Todavia, cumpre mencionar que, se não mais tiverem interesse em adquirir energia diretamente das Fontes Incentivadas, os consumidores especiais terão que ser atendidos pelas distribuidoras de energia elétrica, que compram energia em leilões. Como já mencionado, as Fontes Incentivadas têm-se mostrado competitivas nesses certames. Ademais, há perspectiva de que essas fontes aumentem suas participações na matriz elétrica brasileira⁷³. Haveria, portanto, uma mitigação de possível efeito negativo da retirada do subsídio dado a essas importantes fontes limpas de geração de energia elétrica no mercado livre. É provável que os consumidores especiais que voltarem a ser cativos paguem mais pela energia adquirida porque perderão o subsídio. Todavia, como um todo, os consumidores cativos passariam a ter tarifa menor.

É preciso lembrar e enfatizar que as Fontes Incentivadas possuem papéis distintos em relação às fontes fósseis na matriz de eletricidade brasileira. As primeiras, conquanto mais baratas, são intermitentes, ao passo que as segundas, conquanto mais caras, proveem segurança energética para o SIN. Isso explica por que, nos leilões de energia, fontes fósseis e alternativas têm sido contratadas. O preço não é e não pode ser o único critério para a contratação da expansão energética.

Por outro lado, apesar de o Brasil, segundo a Eletrobras, ter 155.000 MW (ou 77.500 MW médios⁷⁴) de potencial hidrelétrico por aproveitar⁷⁵, são crescentes as dificuldades de cunho socioambiental para que sejam viabilizados, o que tem implicado participação cada vez menor de usinas hidrelétricas nos certames licitatórios para contratação de energia nova. A notícia do adiamento, para 2020, do leilão da

⁷³ Ainda nesse trabalho, será demonstrado que, inexoravelmente, os Leilões de Energia Nova adquirirão energia elétrica das Fontes Incentivadas.

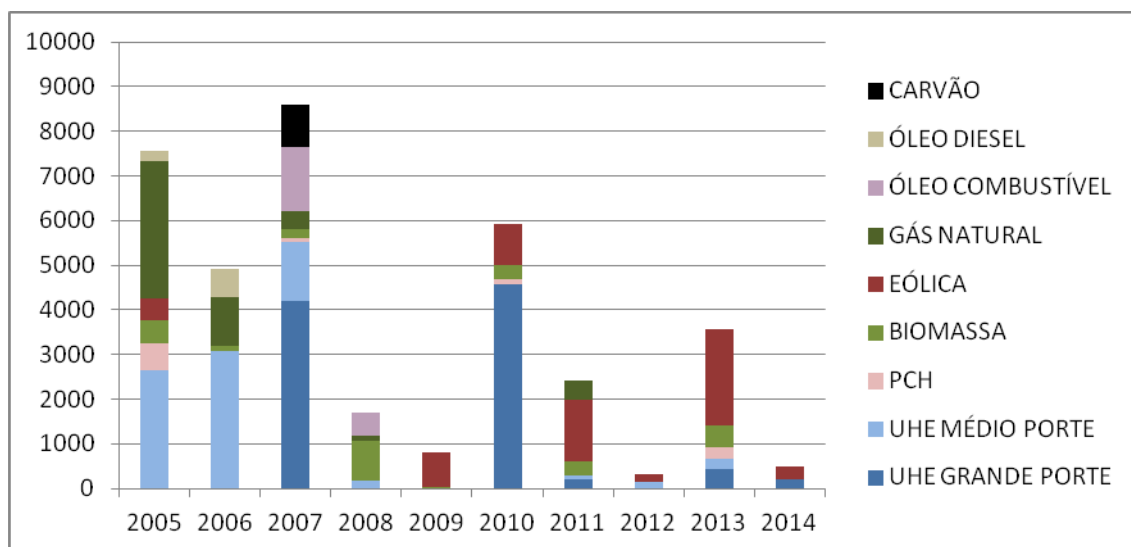
⁷⁴ Considerando um fator de capacidade de 0,5.

⁷⁵ Ver Sistema de Informações do Potencial Hidrelétrico Brasileiro (SIPOT), disponível em <https://www.eletrobras.com/ELB/data/Pages/LUMIS21D128D3PTBRIE.htm>. Acesso em 15 de outubro de 2014.

hidrelétrica de Tapajós⁷⁶, a maior usina a ser construída no País, com 8.040 MW de potência instalada, apenas confirma essa tendência.

Os fatos de as Fontes Incentivadas terem papéis diferentes das fontes fósseis e de haver dificuldade para a expansão de hidrelétricas abrem espaço para a expansão da participação dessas fontes limpas na matriz de energia elétrica brasileira, uma verdadeira reserva de mercado. Na verdade, isso já está ocorrendo. É o que mostra o Gráfico 1, elaborado a partir dos dados da Tabela 5.

Gráfico 1
Energia garantida contratada nos leilões de energia nova e energia de reserva entre 2005 e junho de 2014



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE⁷⁷ e ONS⁷⁸.

Conforme ilustrado no Gráfico 1, as Fontes Incentivadas, sobretudo a eólica, vêm tendo participação crescente na matriz, ao passo que as fontes hidrelétricas de médio e de grande porte praticamente desapareceram dos leilões, em comparação com a década passada. Essa tendência fica ainda mais evidente quando se observa o resultado dos leilões nas duas últimas décadas, apresentado pela Tabela 6.

⁷⁶ Ver notícia em: <http://economia.estadao.com.br/noticias/geral,hidreletrica-no-tapajos-e-adiada-para-2020-imp-,1568849>. Acesso em 14 de outubro de 2014.

⁷⁷ Resultado consolidado dos leilões – 08/2014. Disponível em http://www.ccee.org.br/portal/faces/aceso_rapido_footer/biblioteca_virtual?_adf.ctrl-state=18uosz3gp0_4&tipo=Resultado%20Consolidado&assunto=Leil%C3%A3o&_afLoop=63464966075476#%40%3F_afLoop%3D63464966075476%26tipo%3DResultado%2BConsolidado%26assunto%3DLeil%25C3%25A3o%26_adf.ctrl-state%3Dev0brjee7_4. Acesso em 10 de setembro de 2014.

⁷⁸ Programa Mensal de Operação (PMO), agosto de 2014. Disponível em <http://www.ons.org.br/operacao/relatorioexecutivoPMO.aspx>. Acesso: em 10 de setembro de 2014.

Tabela 6**Participação percentual das fontes no total de MW médios contratados nos leilões de energia nova: 2005 a 2014**

(Em %)

Período	2005-2014	2005-2010	2011-2014
UHE Grande Porte	26,50	29,70	12,30
UHE Médio Porte	21,30	24,50	7,10
PCH	2,80	2,60	3,90
UTE Biomassa	7,90	7,10	11,60
Eólica	17,10	7,50	58,70
UTE Gás Natural	14,00	15,80	6,30
UTE Óleo Combustível	5,40	6,70	0,00
UTE Óleo Diesel	2,30	2,80	0,00
UTE Carvão	2,70	3,30	0,00
Total	100,00	100,00	100,00

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE⁷⁹ e ONS⁸⁰.

Como pode ser notado da Tabela 6, desde o início dos leilões de energia nova e de reserva até o presente momento (ou seja, entre 2005-2014), as fontes hidrelétricas responderam, em média, por 47,8% do total da energia garantida contratada, as fontes alternativas por 27,8% e as fontes fósseis pelo restante, 24,4%.

A participação hidrelétrica foi maior no período 2005-2010 (54,20%), durante o qual foram licitadas as grandes usinas do Rio Madeira e de Belo Monte. Já entre 2011-2014, essa fonte respondeu por apenas 19,40% do montante de energia contratado nos leilões. Movimento de redução semelhante foi verificado com as fontes fósseis: de 28,60% para 6,30%. Já as Fontes Incentivadas apresentaram desempenho diametralmente oposto: a participação aumentou de 17,20% para 74,20%. Dessas, a de maior destaque foi a fonte eólica que, entre 2005-2010, representou 7,50% da contratação, e, entre 2011-2014, chegou a 58,70%, um desempenho extraordinário.

O desempenho das Fontes Incentivadas não é um fenômeno meramente conjuntural. Pelo contrário, há ainda mais espaço para que continuem a crescer, mesmo sem o desconto na TUST e na TUSD.

⁷⁹ Resultado consolidado dos leilões – 08/2014. Disponível em http://www.ccee.org.br/portal/faces/aceso_rapido_footer/biblioteca_virtual?_adf.ctrl-state=18uosz3gp0_4&tipo=Resultado%20Consolidado&assunto=Leil%C3%A3o&_afLoop=63464966075476#%40%3F_afLoop%3D63464966075476%26tipo%3DResultado%2BConsolidado%26assunto%3DLeil%25C3%25A3o%26_adf.ctrl-state%3Dev0brjee7_4. Acesso em 10 de setembro de 2014.

⁸⁰ Programa Mensal de Operação (PMO), agosto de 2014. Disponível em <http://www.ons.org.br/operacao/relatorioexecutivoPMO.aspx>. Acesso em 10 de setembro de 2014.

Segundo a ABRAPCH, o potencial de geração de PCH é de 15.080 MW, dos quais 4.000 MW estão em operação⁸¹. Citando informações da Eletrobras, argumenta que pode haver mais 13.000 MW de potencial ainda não inventariado. Ou seja, o potencial de expansão provado pode passar de 11.080 MW para até 24.080 MW. Considerando um fator de capacidade de 50%, estima-se que essa fonte limpa pode agregar ainda de 5.040 MW médios a 12.040 MW médios ao sistema elétrico brasileiro⁸².

Já o potencial de geração por biomassa (resíduos sólidos, incluindo bagaço de cana-de-açúcar) é 22.300 MW, segundo Coelho (2012), dos quais 12.265 MW já estão em operação⁸³. Portanto, o potencial provado de biomassa ainda por explorar é de aproximadamente 10.000 MW. Considerando um fator de capacidade de 0,5, espera-se que esse potencial ainda inexplorado agregue futuramente mais 5.000 MW médios à matriz de eletricidade.

Por sua vez, a fonte eólica é Fonte Incentivada que mais tem perspectivas de crescimento. A Tabela 7, a seguir, resume o potencial eólico-elétrico brasileiro, por estado.

Tabela 7

Potencial eólico de alguns estados brasileiros para velocidade de vento superior a 7 m/s⁸⁴

Estado	Altura da Nacele (em metros)			
	50	75	100	150
Alagoas	173	336	649	–
Bahia	5.600	14.460	77.400	87.500
Ceará	5.800	24.900	–	–
Minas Gerais	10.600	24.700	39.000	–
Paraná	320	1.400	3.400	–
Rio de Janeiro – <i>onshore</i>	750	1.520	2.810	–
Rio de Janeiro – <i>offshore</i>	200	275	340	–
Rio Grande do Norte	9.500	19.400	27.100	–
Rio Grande do Sul – <i>onshore</i>	15.900	54.400	115.200	–
Rio Grande do Sul – <i>offshore</i>	18.500	19.500	19.700	–
São Paulo	21	15	9	–
Total	67.364	160.906	285.608	87.500

Fonte: CRESESB/CEPEL⁸⁵ e Secretaria de Infraestrutura do Estado da Bahia⁸⁶.

⁸¹ <http://abrapch.com.br/>. Acesso em 10 de outubro de 2014.

⁸² Apesar de uma PCH, em tese, ter menores impactos ambientais do que uma hidroelétrica de médio ou de grande porte, não se podem desprezar as dificuldades de cunho socioambientais para sua consecução. Provavelmente, essas dificuldades limitarão o aproveitamento integral do citado potencial.

⁸³ <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/Combustivel.cfm>. Acesso em 28 de outubro de 2014.

⁸⁴ O potencial depende da altura da nacele (peça localizada atrás da hélice da usina eólica e que acomoda o gerador) e da velocidade do vento.

Da Tabela 7, nota-se que, a depender da altura da nacele que se considera para efeito de cômputo do potencial de expansão da fonte eólica, o potencial brasileiro ultrapassa 285 mil MW. Em outubro de 2014, apenas 4.281 MW de potência instalada de usinas eólicas estavam em operação⁸⁷. Tendo como hipótese um fator de capacidade de 0,35 (conservador diante dos resultados obtidos na maior parte das usinas eólicas em operação), a fonte eólica pode agregar à matriz de eletricidade brasileira 98.464 MW médios, superior aos 62.700 MW médios que o Brasil consome atualmente⁸⁸.

Apesar desse número impressionante e alvissareiro para o País, cabe enfatizar, mais uma vez, que o Brasil não poderia depender apenas de fonte eólica para prover energia para os consumidores. Em função do caráter intermitente das eólicas, esse montante gigantesco, se já estivesse em operação, poderia não estar instantaneamente disponível para atender à demanda máxima que, em fevereiro deste ano, já chegou a mais de 85.708 MW⁸⁹.

Por fim, não se pode olvidar o enorme potencial brasileiro para geração de energia solar. Segundo o Plano Decenal de Energia 2023 (PDE 2023), elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o Brasil deverá contar com 3.500 MW de potência instalada oriunda da energia solar despachada de forma centralizada⁹⁰. A EPE também estima que, em 2023, as potências instaladas das PCH, eólicas, e UTE que utilizam biomassa como insumo atingirão, respectivamente, 7.319 MW, 22.439 MW e 13.983 MW.

Em resumo, o potencial brasileiro por explorar das Fontes Incentivadas ultrapassa 110 mil MW médios. Desses, em 2023, a EPE estima que as fontes PCH, eólica, biomassa e solar responderão por 47.241 MW da capacidade instalada no Brasil, aumento de 29.875 MW frente a 2013.

⁸⁵ Disponível em <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/index.php?task=livro&cid=1> Acesso em 17 de fevereiro de 2014.

⁸⁶ Para as alturas de 100 m e de 150 m. Disponível em <http://www.seinfra.ba.gov.br/downloads/atlaseolicobahia2013.pdf>. Acesso em 17 de fevereiro de 2014.

⁸⁷ Disponível em <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/Combustivel.cfm>. Acesso em 10 de outubro de 2014.

⁸⁸ Disponível em <http://www.ons.org.br/home/>. Acesso em 10 de outubro de 2014.

⁸⁹ Disponível em http://www.ons.org.br/download/sala_imprensa/Boletim_Mensal-AGO-2014_final.pdf. Acesso em 10 de outubro de 2014.

⁹⁰ Disponível em http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/PDE2023_ConsultaPublica.pdf. Acesso em 29 de outubro de 2014.

O ritmo do aproveitamento das Fontes Incentivadas depende do crescimento da carga. O PDE 2023 apresenta a demanda de energia prevista para o período 2014-2023, com base nas seguintes premissas: crescimento do PIB de 4,1% ao ano no período 2014-2018 e de 4,5% ao ano no período 2018-2023; e elasticidade-renda do consumo de energia de 1,06 no período 2014-2018 e de 0,69 no período 2018-2023. Diante desse cenário, o consumo de energia apresentará elevação de 4,2% ao ano no período 2014-2018 e 3,9% no período 2018-2023. A Tabela 8 abaixo projeta o consumo e sua variação anual em MW médio para todo o período.

Tabela 8
Aumento anual do consumo de energia

Ano	Consumo Anual (MW Médio)	Aumento Anual do Consumo (MW Médio)
2013	64.279	
2014 ⁹¹	66979	2.700
2015	69.792	2.813
2016	72.723	2.931
2017	75.777	3.054
2018	78.960	3.183
2019	82.040	3.079
2020	85.239	3.200
2021	88.563	3.324
2022	92.017	3.454
2023	95.606	3.589
Aumento Acumulado		31.327

Fonte: Elaboração própria, a partir do PDE 2023.

Conforme mostra a Tabela 8, entre 2013 e 2023, o consumo brasileiro de energia elétrica deverá apresentar elevação de 31,3 mil MW médio. A esse valor, devem-se somar as perdas técnicas nas redes de transmissão e de distribuição, algo em torno de 20% da carga a ser atendida. Parte desse aumento será atendida com a entrada de empreendimentos que foram contratados nos leilões dos últimos anos. Ainda que não fosse esse caso, quando se compara o valor de 31.327 MW médios de aumento de consumo, somado ao valor de 6.265 MW de perdas, com o potencial brasileiro de fontes alternativas ainda inexplorado de mais de 100 mil MW, observa-se que há potencial mais do que suficiente para que o Brasil continue incluindo as Fontes Incentivadas. Considerando a previsão do PDE 2023 de que a capacidade instalada das fontes PCH,

⁹¹ Em outubro de 2014, o consumo estava em 62.700 MW médios, afastando-se da estimativa do PDE 2023, em razão da falta de chuvas que vem assolando o País há dois anos.

eólica, biomassa e solar (despachada centralizadamente) aumentará em 29.875 MW, não resta dúvida que parcela substancial do acréscimo de consumo de energia elétrica (no mínimo 1/3)⁹² será atendida pelas Fontes Incentivadas. Ou seja, as perspectivas futuras para as Fontes Incentivadas favorecem o aumento de sua participação na matriz de energia elétrica brasileira.

Diante do exposto, verifica-se que a retirada do desconto não deveria reduzir a atratividade das Fontes Incentivadas e, portanto, não impediria que continuassem expandindo. A aquisição da energia elétrica gerada por essas fontes continuará, pois isso é inevitável. A manutenção do desconto na TUST e na TUSD não deveria ocorrer como justificativa para incentivar o uso dessas formas de geração de energia.

7.2 OS EFEITOS DISTRIBUTIVOS DO DESCONTO NA TUST E NA TUSD

Há outro elemento que indica a necessidade de revisar o desconto na TUST e na TUSD: os impactos distributivos.

O desconto na TUST e TUSD foi criado como um subsídio cruzado, ou seja, o seu custo é arcado por outros agentes do setor elétrico.

No caso da TUST, geradores conectados na Rede Básica que não fazem jus ao subsídio pagam TUST mais cara para que as Fontes Incentivadas tenham o desconto. O mesmo vale para os consumidores conectados à Rede Básica e para as distribuidoras: esses agentes também são onerados para que alguns consumidores tenham o desconto.

Em relação à TUSD, o princípio é idêntico. Há, contudo, uma diferença. Desde 2013, a CDE arca com os descontos aplicados nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de distribuição. Por isso, desde que o Tesouro Nacional transfira para a CDE os recursos equivalentes para o custeio dessa subvenção, o subsídio cruzado não existe. As questões que se colocam se referem: (i) às consequências de tal aporte não ocorrer; e (ii) à pertinência de o Estado destinar recursos para essa política em detrimento de outras.

⁹² Considerando fatores de capacidade de 0,5 para as fontes PCH e biomassa, 0,35 para eólica e 0,15 para solar, estima-se que a projeção de aumento de 29.875 MW na capacidade instalada dessas fontes corresponde a 10.675 MW médios.

A CDE tem basicamente duas fontes de receita: (i) cotas anuais pagas pelos agentes que comercializam energia com o consumidor final⁹³; e (ii) recursos do Tesouro Nacional, oriundos de pagamentos realizados a título de uso de bem público (UBP)⁹⁴, multas aplicadas pela Aneel, aportes diretos e transferências da Reserva Global de Reversão (RGR).

As cotas de CDE, pagas por consumidores regulados (via distribuidoras de energia elétrica) e livres, são definidas a partir da necessidade de recursos da CDE para honrar seus compromissos. Os consumidores dos submercados Norte e Nordeste pagam o correspondente a cerca de 6% das cotas e os consumidores dos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul o equivalente a 94%⁹⁵. Ou seja, caso o Tesouro Nacional não aporte recursos na CDE para cobrir o custo do desconto na TUSD, as cotas de CDE devem ser majoradas.

A majoração das cotas da CDE acarretaria, entretanto, subsídio cruzado que favoreceria os consumidores especiais e geradores de Fontes Incentivadas conectados nas redes da distribuidora em detrimento dos consumidores livres e regulados⁹⁶. Ademais, como a cota CDE é fixada em R\$/MWh, os consumidores livres, em geral, conectados em alta tensão, serão os mais onerados⁹⁷. Se isso ocorrer, a indústria brasileira será penalizada, principalmente os agentes mais intensivos em energia elétrica, algo totalmente contrário a uma política industrial consequente.

⁹³ Na verdade, o valor da cota é repassado ao consumidor final, seja livre ou regulado.

⁹⁴ Valor pago por hidrelétricas pela outorga do potencial hidrelétrico.

⁹⁵ Por força do § 3º do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Esse dispositivo determina que *as quotas anuais da CDE deverão ser proporcionais às estipuladas em 2012 aos agentes que comercializem energia elétrica com o consumidor final*, o que significa 6% para consumidores dos submercados Norte e Nordeste e 94% para os consumidores dos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul. Essa partição da CDE, por si só, já embute outro impacto distributivo, haja vista que os submercados Norte e Nordeste respondem por 23,6% da energia consumida no SIN, apesar de só pagarem 6% da CDE, ao passo que o Sul, o Sudeste e o Centro-Oeste respondem por 76,4% da energia consumida, mas pagam 94% da CDE (Disponível em http://www.ons.org.br/sala_imprensa/energia/carga_propria.aspx. Acesso em 10 de novembro de 2014). Essa repartição da CDE foi imposta pela Lei nº 10.438, de 2002, e mantida pela Lei nº 12.783, de 2013.

⁹⁶ Acerca dessa constatação, vale mencionar que, até 2013, o desconto na TUSD era arcado apenas pelos consumidores regulados. Inclusive, usuários de uma concessionária poderiam ser responsáveis pelo custeio do subsídio conferido a usuários de outra concessionária.

⁹⁷ Como já mencionado, até 2013, antes de CDE assumir vários subsídios presentes até então nas tarifas de distribuição, as grandes indústrias arcavam com parte dos subsídios transferidos à CDE com base no custo marginal de cada nível de tensão, que eram cobrados na forma de demanda. Quando os subsídios migraram para a CDE, passaram a ser rateados igualmente entre todos os níveis de tensão e cobrados pela energia consumida. Dessa forma, se Tesouro não aportar recursos na CDE, as grandes indústrias serão prejudicadas, criando, na verdade, um subsídio cruzado que favorece os pequenos consumidores e provocando dano à competitividade da economia brasileira.

Por outro lado, o aporte do Tesouro Nacional, embora mitigue o subsídio cruzado, pode criar um conflito distributivo. Como os recursos são finitos, limitados, destinar uma parte para determinada política pública significa preterir outras. Há risco, nesse caso, de o Estado transferir recursos que poderiam ser aplicados em ações voltadas para populações mais pobres para consumidores específicos de energia elétrica, notadamente empresas com carga entre 500 kW e 3 MW.

Em suma, considerando que (i) a perspectiva é de crescimento do mercado para as Fontes Incentivadas – o que, no mínimo, lança dúvidas sobre a necessidade da manutenção do desconto na TUST e na TUSD, e (ii) que há outras formas de valorar as externalidades geradas, está havendo uma transferência indevida de renda de alguns consumidores de energia elétrica e dos contribuintes brasileiros para os geradores e compradores de energia proveniente de Fontes Incentivadas.

O risco de transferência de renda indevida para as Fontes Incentivadas pode ser facilmente entendido a partir das noções básicas de microeconomia. Em um mercado concorrencial, o preço é resultado da interação das curvas de demanda e oferta. Na oferta de um bem, vários agentes concorrem, inclusive com custos diferenciados. Assim, se a quantidade demandada justifica que um produtor de maior custo venda o seu produto nesse mercado a um preço X, aquele produtor de menor custo, ao vender o seu bem por X (e não há motivo para venda a preço inferior a X) se aproprie de um excedente, denominado excedente do produtor.

Por exemplo, no caso das usinas eólicas, a Fonte Incentivada que mais se beneficiou dos incentivos estatais, é isso o que ocorre. Quando esses empreendimentos concorrem com fontes mais caras, e a demanda justifica a contratação dessas fontes mais caras, as eólicas se apropriam de um excedente. Não haveria problema algum com o fato de as eólicas se apropriarem desse excedente se o mesmo não estivesse sendo financiado por outras fontes de geração (como hidrelétricas e termelétricas movidas a gás natural) e por aqueles consumidores que não são seus clientes.

Em resumo, os aspectos distributivos reforçam a necessidade de se buscar mecanismos que valorizem adequadamente as externalidades dessas fontes.

7.3 A PERSPECTIVA DE CUSTO CRESCENTE DO SUBSÍDIO

Estima-se que o desconto na TUST e TUSD para as Fontes Incentivadas custe cerca R\$ 1,1 bilhão ano para algo próximo a 13,8 mil MW contratados⁹⁸. Contudo, esse montante certamente aumentará, tendo em vista as usinas outorgadas pela Aneel em construção ou a serem construídas.

A Tabela 9 apresenta os empreendimentos de fontes eólica, PCH e biomassa outorgado pela Aneel que estão em construção e aqueles que ainda não estão em operação⁹⁹.

Tabela 9
Empreendimentos de fontes incentivadas outorgados pela Aneel em construção e com construção não iniciada

Fonte	Em Construção		Construção não Iniciada	
	Nº	MW	Nº	MW
Eólica	126	3.347	284	6.802
PCH	33	399	133	1.904
CGH	1	1	42	28
UTE Biomassa	11	468	48	1.549
Co-Geração Qualificada	1	8	5	17
Solar			1	30
Total	172	4.223	513	10.331

Fonte: Aneel¹⁰⁰.

Conforme exposto na Tabela 9, 4.223 MW de Fontes Incentivadas estão em construção e 10.331 MW ainda terão construção iniciada. Ou seja, tendo em vista que a capacidade instalada dessas fontes é de 22.405 MW¹⁰¹, haverá elevação de 65% nos próximos anos. É importante, assim, averiguar o montante adicional de recursos requerido para custear o desconto na TUST e na TUSD.

Para fins de simplificação, pois o interesse é apenas obter uma ordem de grandeza, dois cenários são considerados:

- i) Todos os empreendimentos, exceto as CGH e as usinas de cogeração qualificada, serão conectados na Rede Básica e venderão energia apenas nos leilões do Ambiente de Contratação Regulada (ACR), ou seja, a energia gerada não será adquirida por consumidores livres ou especiais; e

⁹⁸ Ver Tabela 3, na Seção 5.

⁹⁹ Não estão incluídas as usinas vencedoras do Leilão de Energia de Reserva (LER), realizado em 31 de outubro de 2014. Ou seja, os valores estão subestimados.

¹⁰⁰ Disponível em <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm> e <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/Combustivel.cfm>. Acesso em 29 de outubro de 2014.

¹⁰¹ Idem nota 90.

- ii) Os empreendimentos serão conectados na Rede Básica e nas redes das distribuidoras e venderão energia para consumidores livres, cativos e especiais na proporção atual de MW contratados.

A Tabela 10 resume a distribuição dos MW contratados dos empreendimentos da Tabela 9 e o aumento estimado do custo do subsídio para os dois cenários estudados.

Tabela 10

Aumento estimado do custo do subsídio para os empreendimentos de fontes incentivadas em construção ou a serem construídos

Subsídio	Cenário 1		Cenário 2	
	MW Contratado ¹⁰²	Desconto Anual (R\$ milhões) ¹⁰³	MW Contratado ¹⁰⁴	Desconto Anual (R\$ milhões) ¹⁰⁵
TUSD Carga	–	–	8.754	765.148.509
TUSD Geração	54	1.062.692	9.089	178.061.788
TUST Carga	–	–	19	216.170
TUST Geração	12.936	436.281.325	3.901	137.631.873
Eólicas	10.149	365.722.043	3.565	128.470.726
PCH	2.303	57.074.807	104	2.568.703
Termelétricas	454	12.430.805	202	5.538.773
Solar	30	1.053.670	30	1.053.670
Total	12.990	437.344.017	21.763	1.081.058.339

Fonte: Elaboração própria.

¹⁰² Resultante da soma dos MW em construção e dos MW que ainda terão construção iniciada, dispostos na Tabela 9. Os MW referentes às fontes CGH e cogeração qualificadas foram agrupados na TUSD Geração. Foram excluídas as UTE com potência acima de 30 MW.

¹⁰³ Resultante da multiplicação dos MW contratados desta tabela pelo desconto anual disposto na Tabela 3 e pelo número de meses do ano (12).

¹⁰⁴ Para estimar os MW contratados na TUSD Carga, considerou-se, a partir do disposto na Tabela 3, que o montante contratado para desconto na TUSD Carga correspondente a 67,4% do total de MW contratados da TUSD Geração e da TUST Geração; multiplicou-se, então, esse percentual pela soma dos MW em construção e dos MW que ainda terão construção iniciada, dispostos na Tabela 9. De forma semelhante, para cálculo dos MW contratados na TUSD Geração, considerou-se, também a partir do disposto na Tabela 3, que esse montante equivale a 70,1% do total de MW contratados na TUSD Geração e na TUST Geração; multiplicou-se, então, esse percentual pela soma dos MW em construção e dos MW que ainda terão construção iniciada, dispostos na Tabela 9; em consequência, a TUST Geração equivale a 29,9%. Para a participação das fontes eólicas, PCH e Biomassa na TUST Geração, utilizou-se a participação proporcional dessas fontes no total de MW contratados da TUST Geração, dispostos na Tabela 3, que foi multiplicada pelo total de MW em construção ou que ainda terão construção iniciada, deduzido os MW associados a fonte solar.

¹⁰⁵ Resultante da multiplicação dos MW contratados desta tabela pelo desconto anual disposto na Tabela 3 e pelo número de meses do ano (12). Para a fonte solar, considerou-se o valor médio da TUST Geração da Tabela 3.

Os resultados apresentados na Tabela 10 mostram que os empreendimentos outorgados pela Aneel em construção e aqueles a serem construídos deverão requerer por ano para custear o desconto na TUST e na TUSD o equivalente a R\$ 437,3 milhões no primeiro cenário e R\$ 1,1 bilhão no segundo. Ou seja, deve haver aumento de, no mínimo, 39% no total de subvenção.

Exercício idêntico, com os dois cenários mencionados, foi realizado a partir da previsão do PDE 2023¹⁰⁶ para a evolução da capacidade instalada das fontes de geração no Brasil. Conforme já informado, a EPE estima que, em 2023, as potências instaladas das PCH, eólicas, UTE que utilizam biomassa como insumo e usinas solares atingirão, respectivamente, 7.319 MW, 22.439 MW, 13.983 MW e 3.500 MW, totalizando 47.241 MW. Nota-se que, em 2015, o PDE 2023 estima que 3.861 MW dessas quatro fontes alternativas serão acrescidos à matriz de energia elétrica brasileira, frente a 4.308 MW em 2014. As Tabelas 11 e 12 mostram os resultados para os anos de 2015¹⁰⁷ e 2023, respectivamente.

Tabela 11

Aumento estimado do custo do subsídio para os empreendimentos de fontes incentivadas previsto no PDE 2023 para o ano de 2015

Subsídio	Cenário 1		Cenário 2	
	MW Contratado	Desconto Anual (R\$ milhões)	MW Contratado	Desconto Anual (R\$ milhões)
TUSD Carga	–	–	2.602	227.422.368
TUSD Geração	–	–	2.708	53.047.181
TUST Carga	–	–	6	64.252
TUST Geração	3.861	136.244.345	1.153	40.688.622
Eólicas	3.567	128.536.560	1.062	38.273.287
PCH	133	3.295.947	31	765.254
Termelétricas	161	4.411.838	60	1.650.081
Solar	–	–	–	–
Total	3.861	136.244.345	6.469	321.222.422

Fonte: Elaboração própria.

¹⁰⁶ Tendo em vista a indisponibilidade de informações, não foram retiradas termelétricas com potência acima de 30 MW.

¹⁰⁷ Considerou-se, por simplificação, que o acréscimo referente ao ano de 2014 já foi incorporado ao montante estimado do subsídio, apresentado pela Tabela 3.

Tabela 12

Aumento estimado do custo do subsídio para os empreendimentos de fontes incentivadas previsto no PDE 2023 para o ano de 2023

Subsídio	Cenário 1		Cenário 2	
	MW Contratado	Desconto Anual (R\$ milhões)	MW Contratado	Desconto Anual (R\$ milhões)
TUSD Carga	–	–	18.883	1.650.541.649
TUSD Geração	–	–	17.931	351.270.988
TUST Carga	–	–	42	466.312
TUST Geração	25.567	746.662.718	10.091	232.550.068
Eólicas	16.987	612.125.186	6.070	218.745.565
PCH	1.781	44.135.958	176	4.373.700
Termelétricas	3.299	90.401.573	344	9.430.803
Solar	3.500	–	3.500	–
Total	25.567	746.662.718	46.947	2.234.829.018

Fonte: Elaboração própria.

Assim, como mostra a Tabela 11, estima-se que, partindo do aumento de capacidade instalada das Fontes Incentivadas previsto pela EPE para 2015, o custo do desconto na TUST e na TUSD sofrerá aumento de R\$ 136,2 milhões a R\$ 321,2 milhões. Em 2023, segundo disposto na Tabela 12, a elevação do custo atingirá algo entre R\$ 746,7 milhões a R\$ 2,2 bilhões.

Mais do que fornecer uma estimativa precisa do custo do programa, os números apresentados buscam indicar a velocidade de crescimento da subvenção e que pode ser maior se as licitações de hidrelétricas previstas para os próximos anos forem frustradas. Trata-se de algo crível, tendo em vistas as dificuldades enfrentadas no licenciamento ambiental desses empreendimentos. Ressalta-se que a elevação do custo agrava os problemas distributivos mencionados na Seção 7.3, seja pelo aumento de aporte de recursos pelo Tesouro Nacional ou da ampliação do subsídio cruzado. Ambas as situações são contraditórias com as necessidades de aumentar a competitividade da indústria e de reduzir as desigualdades sociais e econômicas brasileiras.

7.4 A EXISTÊNCIA DE OUTRAS FORMAS DE VALORAR AS EXTERNALIDADES POSITIVAS DAS FONTES INCENTIVADAS

As Fontes Incentivadas geram externalidades positivas para o setor elétrico, que devem ser valoradas e recompensar o agente que as utiliza. Não há dúvida acerca disso¹⁰⁸. Todavia, a manutenção do desconto na TUST e na TUSD como forma de valorá-las apresenta as seguintes distorções, conforme demonstrado na Seção 6:

- i)* não há razão para que o desconto mínimo seja de 50% linear para todas as fontes, por ser implausível que as fontes eólica, solar, PCH, biomassa e cogeração qualificada tenham o mesmo potencial mínimo de reduzir emissões de gases de efeito estufa, por exemplo;
- ii)* o papel do sinal locacional no cálculo da TUST é muito reduzido, em face dos valores proporcionalmente elevados do preço da energia, da TUSD e dos tributos;
- iii)* favorece em maior proporção a fonte eólica, que pode fracionar um projeto em empreendimentos que injetem no máximo 30 MW na rede elétrica;
- iv)* aprofunda os subsídios cruzados existentes no setor elétrico, prejudicando a indústria nacional;
- v)* no caso da TUSD, os subsídios cruzados podem ser atenuados caso o Tesouro Nacional aporte recursos na CDE;
- vi)* na ausência de aportes do Tesouro Nacional, os consumidores cativos e, sobretudo, os livres¹⁰⁹ seriam onerados via elevação nas cotas da CDE;
- vii)* não há prazo de validade e para revisão do subsídio.

A ocorrência de consequências indesejáveis dos subsídios, ainda que voltados para corrigir uma falha de mercado, não é novidade. Conforme mencionado na Seção 3, OECD (2005) alerta que subsídios podem ser instituídos para compensar efeitos negativos de outros subsídios e exacerbar seus possíveis efeitos negativos. Além disso, também na Seção 3, argumentou-se que, dados os potenciais efeitos negativos, OECD (2004) prescreve que as políticas de subsídios devem estar sujeitas a testes que assegurem ser a melhor forma de intervenção estatal.

¹⁰⁸ Por outro lado, há necessidade de se contratar uma fonte firme, ainda que poluente, para lidar com a intermitência das Fontes Incentivadas.

¹⁰⁹ Em virtude da forma de cobrança da cota da CDE, em R\$/MWh. Até 2013, antes de a CDE assumir vários subsídios presentes até então nas tarifas de distribuição, as grandes indústrias arcavam com parte das despesas transferidas à CDE com base no custo marginal de cada nível de tensão, que eram cobradas na forma de demanda. Quando os subsídios migraram para a CDE, passaram a ser rateados igualmente entre todos os níveis de tensão e cobrados pela energia consumida. Dessa forma, se Tesouro não aportar recursos na CDE, as grandes indústrias serão prejudicadas, criando, na verdade, um subsídio cruzado que favorece os pequenos consumidores e provocando dano à competitividade da economia brasileira.

Para o caso em questão, entende-se que a correção da não valoração das externalidades positivas das Fontes Incentivadas ou das externalidades negativas das fontes fósseis deveria ser realizada por meio de redução do custo de geração das primeiras e/ou de elevação do custo de geração das segundas. Isso mitigaria o risco de outras fontes de geração que não utilizam combustíveis fósseis arcarem com o auxílio direcionado às Fontes Incentivadas, por exemplo. Ademais, como os consumidores do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) adquirem a energia gerada pelas Fontes Incentivadas sem o desconto na parcela da carga da TUST ou da TUSD, o modelo atual, na prática, considera-se que esses agentes geram mais externalidades negativas pelo uso das fontes de energia fósseis do que os consumidores livres e, sobretudo, especiais, que podem gozar do referido desconto.

Dessa maneira, como forma de valorar a externalidade de evitar emissão de GEE seria mais pertinente: (i) remunerar as Fontes Incentivadas, em R\$/CO₂ equivalente, pelas emissões evitadas de GEE; e/ou (ii) atribuir um custo às fontes fósseis, também em R\$/CO₂ equivalente, pelas emissões de GEE. Outras externalidades geradas podem ser valoradas de forma semelhante.

Uma forma de viabilizar a alternativa em comento, para o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), é incluir no Índice de Custo Benefício (ICB) um valor para as externalidades positivas e negativas geradas pelos empreendimentos de energia elétrica. A título de esclarecimento, o ICB é o parâmetro usado para determinar os vencedores dos leilões para aquisição de energia elétrica na modalidade disponibilidade¹¹⁰. A contratação por quantidade¹¹¹ também poderia ter, no preço a ser pago pelo empreendimento, um valor semelhante.

Outra opção é, dadas as externalidades geradas pelas fontes, promover leilões específicos para essas fontes. Ressalta-se que, embora a valoração dos custos ou dos benefícios das externalidades aumente o preço de um bem ou serviço, não há subsídio cruzado em tal situação. Pelo contrário, há subsídio cruzado quando as externalidades não são devidamente valoradas.

¹¹⁰ Nessa modalidade, a receita do empreendedor é composta de uma parte fixa e outra variável. A parte fixa remunera a disponibilidade, ou seja, o fato de a usina estar disponível para gerar determinada quantidade de energia quando é acionada pelo ONS. Já a receita variável visa cobrir os custos variáveis.

¹¹¹ Nessa modalidade, o empreendedor recebe um valor, em R\$/MW pela quantidade de MWh negociado.

8 A POLÍTICA DE CONCEDER DESCONTOS NA TUST E NA TUSD NECESSITA DE REVISÃO

Na Seção 3, foi mencionado que para Schwartz & Clements (1999), a avaliação das consequências econômicas dos subsídios deve estar centrada em cinco áreas: (i) aumento da transparência; (ii) aumento do custo; (iii) limitação da duração do programa; (iv) fortalecimento do controle e recuperação de custos; e (v) seleção de um enfoque programático.

Por sua vez, na Seção 6, argumentou-se que, embora houvesse justificativa para conceder subsídio às Fontes Incentivadas, esse auxílio foi criado sem que fossem observados os princípios econômicos que deveriam ser usados no desenho de uma política pública com essa finalidade. A inexistência de prazo e a característica de subsídio cruzado são características indesejáveis.

Já a Seção 7 mostrou haver claras evidências de que o desconto na TUST e na TUSD como forma de viabilizar as Fontes Incentivadas não é mais necessário, apresenta custo crescente e pode provocar efeitos distributivos perversos. Ademais, a valoração das externalidades geradas por essas fontes, que é importante e necessária, deveria ser feita de outra forma.

No contexto apresentado, e partindo do pressuposto de que o desconto na TUSD e na TUST às fontes alternativas ainda é justificável pela valoração das externalidades, pode-se afirmar que a manutenção do subsídio, na forma atual, apenas agravará as distorções em curso.

As distorções identificadas estão relacionadas à eficiência econômica, à operação do setor elétrico e a aspectos distributivos. Como reflexo da situação apresentada, deve-se mencionar os pleitos das Fontes Incentivadas para que o Poder Executivo realize leilões exclusivos para contratação de cada uma das fontes. Entretanto, tais certames, mantendo o desconto na TUST e na TUSD, apenas aprofundariam os problemas existentes.

Deve ser afastar interpretações e afirmações de que este Texto para Discussão considera que a política de desconto na TUST e na TUSD estimular as fontes alternativas tenha sido desperdício de recursos ou algo do gênero. Pelo contrário. O sucesso da medida é inegável. A defesa da necessidade de revisão dessa política pública apenas reflete esse sucesso, assim como o desejo de que o desenvolvimento

dessas fontes continue de forma ainda mais eficiente. Não existe política industrial exitosa que não elimine proteções a partir de determinado momento. Ademais, a perspectiva de crescimento das Fontes Incentivadas, sem a devida revisão do subsídio, pode, na prática, levantar opositores ao seu desenvolvimento em virtude do custo crescente do programa.

Nesse processo de revisão, é natural encontrar resistências. OECD (2005) reconhece que há obstáculos para a revisão dos subsídios, quais sejam: força dos grupos de interesse e o comportamento *rent seeking*; mitos e medo de mudança; ausência de debate político; preocupações com aspectos de competitividade e distributivos, sobretudo no que tange a interesses regionais; falta de transparência; restrições legais, administrativas e tecnológicas; e crescimento da cultura de que o subsídio é um direito. As reações que surgiram contra a iniciativa do Senador Vital do Rêgo de extinguir o benefício a partir de 2015, para novos empreendimentos eólicos, exemplifica as dificuldades mencionadas.

Deve ser ressaltado que o preço da energia elétrica é carregado de inúmeros subsídios cruzados. Segundo Montalvão (2009), 7% da tarifa de energia elétrica paga pelos consumidores do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) eram subsídios cruzados em 2009. De modo semelhante, segundo informado em audiência pública promovida pela Comissão Mista Especial no Congresso Nacional destinada a debater a Medida Provisória nº 579, de 2012, realizada em 7 de novembro de 2012, cada R\$ 1,00 de redução na conta de luz resulta em aumento de até R\$ 8,00 no Produto Interno Bruto (PIB)¹¹². Depreende-se daí que o aumento da conta de luz tem efeito contrário.

O efeito multiplicador das distorções de preços públicos é particularmente severo na estrutura tarifária do setor elétrico. Em virtude desse fato e das ineficiências decorrentes, os subsídios devem ser concedidos mediante rígido critério e não deveria recair sobre o consumidor de energia elétrica. Todavia, enfatiza-se, não basta atribuir ao Tesouro Nacional a responsabilidade de custeá-los porque, ainda assim, há risco de impedir que outras políticas sociais obtenham mais recursos. Por isso, é importante que o Estado reveja essa forma de apoio a determinados agentes, sob pena de onerar a competitividade do país e produzir efeitos distributivos perversos.

¹¹² Disponível em <http://ambito-juridico.jusbrasil.com.br/noticias/100175016/industriais-reivindicam-mesmos-direitos-sobre-a-energia-mais-barata>. Acesso em 15 de agosto de 2014. O dado apresentado foi baseado em FGV (2010). Segundo esse estudo, se a tarifa média de energia elétrica industrial caísse 6,8% entre 2009 e 2020, o crescimento anual médio do PIB seria 0,92 p.p. maior.

Nesse contexto, o objetivo deste Texto para Discussão é justamente tentar reduzir os mitos e aumentar a transparência para fomentar o debate. Para tanto, sugerem-se os seguintes aperfeiçoamentos:

- i)* eliminação do desconto na TUST e na TUSD para as Fontes Incentivadas que ainda não receberam outorga da Aneel¹¹³;
- ii)* uso do ICB ou de leilões exclusivos como forma de valorar as externalidades positivas das Fontes Incentivadas e as externalidades negativas das fontes fósseis;
- iii)* revisão periódica dos mecanismos de valoração das externalidades; e
- iv)* divulgação mensal, em local de fácil acesso e de forma inteligível, do subsídio destinado às Fontes Incentivadas e de seus impactos tarifários.

Análise semelhante à que foi feita no presente Estudo pode também ser feita para outros subsídios presentes na estrutura tarifária do setor elétrico. Uma avaliação mais acurada mostrará também distorções na maneira como eles foram concebidos e ensejará a necessidade de revisões na sua concepção. Todavia, este Texto para Discussão não abordará tais questões.

9 CONCLUSÕES

O presente Texto para Discussão foi motivado pela necessidade de se aferir a pertinência das reações de agentes do setor elétrico – favoráveis e contrárias – ao relatório apresentado pelo Senador Vital do Rêgo perante a Comissão Mista do Congresso Nacional destinada a analisar a Medida Provisória (MPV) nº 641, de 2014. O relatório continha dispositivo que previa o fim do desconto mínimo de 50% da TUST e da TUSD a partir de 2015, para a fonte eólica.

As conclusões apontam para o acerto do dispositivo que o Senador havia proposto. Ao longo do Texto, ficou claro que o dispositivo deve ser urgentemente implantado e ampliado, pelas razões que se seguem.

Os princípios jurídicos e econômicos são importantes na constituição de uma norma. Além de conferirem maior harmonia, servem para guiar as decisões de investimentos dos agentes e de fundamento nas decisões do Poder Judiciário.

¹¹³ Os empreendimentos já outorgados manteriam o desconto.

Na concessão de subsídios, devem ser observados certos princípios econômicos, a fim de serem mitigados riscos de ineficiência econômica, conflitos distributivos e de prejuízo ao bem-estar da sociedade. Em suma, os subsídios não devem ser cruzados, devem corrigir uma falha de mercado e devem ter prazo determinado.

O desconto na TUST e na TUSD para as Fontes Incentivadas objetivou corrigir uma falha de mercado. Contudo, não observou a maior parte dos princípios econômicos que deveriam ser utilizados na concessão desse subsídio; não há prazo determinado, é um subsídio cruzado, é assimétrico, a ponto de gerar desequilíbrios na concorrência e distorce o sinal locacional inserido no cálculo da TUST.

A competitividade alcançada, sobretudo pelas usinas eólicas, e a perspectiva de que continuarão, inevitavelmente, sendo contratadas indicam que o desconto não é mais necessário para viabilizar o desenvolvimento das Fontes Incentivadas.

A compensação às Fontes Incentivadas pelas externalidades positivas geradas ou por evitar externalidades negativas de outras formas de gerar energia deveria ser feita por meio de outro mecanismo, tais como o ICB ou leilões exclusivos.

O desconto provoca efeitos distributivos indesejáveis, que podem ser aprofundados caso o Tesouro Nacional não aporte recursos na CDE. Os consumidores regulados e os livres são os maiores prejudicados, com danos à competitividade da economia brasileira.

O custo atual do desconto na TUST e na TUSD para as Fontes Incentivadas é de R\$ 1,1 bilhão e pode aumentar entre R\$ 437,3 milhões e R\$ 1,1 bilhão somente com os empreendimentos outorgados pela Aneel que ainda não entraram em operação. Se considerado o cenário do PDE 2023, o subsídio pode ter elevado de R\$ 746,7 milhões a R\$ 2,2 bilhões até 2023.

No contexto apresentado, é pertinente que haja revisão da política de desconto na TUST e na TUSD para as Fontes Incentivadas, nos seguintes termos:

- i)* eliminação do desconto na TUST e na TUSD para as Fontes Incentivadas que ainda não receberam outorga da Aneel¹¹⁴;
- ii)* uso do ICB ou de leilões exclusivos como forma de valorar as externalidades positivas das Fontes Incentivadas outorgadas a partir da

¹¹⁴ Os empreendimentos já outorgados manteriam o desconto.

eliminação de que trata o item *ii*) e como forma de penalizar as externalidades negativas das fontes fósseis;

iii) revisão periódica dos mecanismos de valoração das externalidades; e

iv) divulgação mensal, em local de fácil acesso, do subsídio destinado às Fontes Incentivadas.

Finalmente, sugerimos rever os parâmetros para a concessão de outros subsídios existentes da estrutura tarifária do setor elétrico, de modo a adequá-los aos princípios econômicos da Economia dos Subsídios.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BARG, S., COSBEY, A. and STEENBLIK, R. A Sustainable Development Framework for Assessing the Benefits of Subsidy Reform, in OECD, **Subsidy Reform and Sustainable Development: Political Economy Aspects**, OECD Publishing, 2007.

COELHO, S. Seminário sobre Energias Renováveis Brasil-Alemanha: Aplicação de tecnologias para Uso Energético da Biomassa e Biogás – CENBIO/IEE/USP – São Paulo, 27 de novembro de 2012. Disponível em http://www.ahkbrasilien.com.br/fileadmin/ahk_brasilien/download_dateien/meio_ambiente_eventos/Seminario/CENBIO_Susani_Coelho_Der_brasilianische_Markt_fuer_Biomasse.pdf. Acesso em 10 de novembro de 2014.

COSTA, M. **Usinas concorrentes tentam eliminar incentivo de eólicas**. *Folha de São Paulo*, página B6 – Mercado, 03/07/2014.

COUTINHO, D. R. Entre eficiência e equidade: a universalização das telecomunicações em países em desenvolvimento. **Revista Direito FGV**. v. 1, n. 2, pp. 137-160, junho/2005.

FERRAZ, J. C.; DE PAULA, G. M.; e KUPFER, D. **Política Industrial**. In: Kupfer, Davi; Hasenclever, Lia (Orgs). *Economia Industrial*. Rio de Janeiro: Campus, 2002.

FGV. **Efeitos do preço da energia no desenvolvimento econômico – cenários até 2020**. FGV, 2010.

FORD, R. and W. SUYKER, *Industrial Subsidies in the OECD Economies*, **OECD Economics Department Working Papers**, N. 74, OECD Publishing, 1990.

FOSTER, C. **Privatization, public ownership and regulation of natural monopoly**. Oxford: Blackwell, 1992.

FREITAS, P. S. **Quem deve pagar a conta dos subsídios nos serviços de utilidade pública?** 2012. Disponível em <http://www.brasil-economia-governo.org.br/wp->

content/uploads/2012/02/quem-deve-pagar-a-conta-dos-subsidios-nos-servicos-de-utilidade-publica.pdf. Acesso em 13 de novembro de 2014.

FUNCHAL, P. H. Z. **A Contabilização das Externalidades como instrumento para a Avaliação de Subsídios: o Caso das PCHs no Contexto do Proinfa**. Dissertação de Mestrado, Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia. Universidade de São Paulo, 2008.

KRUGMAN, P.; OBSTFELD, M. *Economia Internacional*. 8ª Edição. São Paulo: Pearson – Addison Wesley, 2009.

MADLENER, R.; STAGL, S. Sustainability-guided promotion of renewable electricity generation. **Ecological Economics**, v. 53, n. 2, pp. 1467-167, 2004.

MONTALVÃO, E. **Impacto de Tributos, Encargos e Subsídios Setoriais sobre a Conta de Luz dos Consumidores** – Texto Para Discussão nº 62 – Centro de Altos Estudos do Senado Federal. 2009. Disponível em http://www12.senado.gov.br/publicacoes/estudos-legislativos/resultadopesquisa?tipo_estudo=textos-para-discussao. Acesso em 17 de julho de 2014.

OECD. **Environmentally Harmful Subsidies: Challenges for Reform**, OECD Publications, Paris, 2005.

OECD. Competition Policy in Subsidies and State Aid, **OECD Journal: Competition Law and Policy**, Vol. 6/1, 2004.

OECD. Competition Policy in Subsidies and State Aid, **OECD Journal: Competition Law and Policy**, Vol. 6/1, 2004.

REALE, M. **Lições Preliminares de Direito**. 27ª Edição. São Paulo: Saraiva, 2009.

SANDRONI, P. **Novíssimo Dicionário de Economia**. São Paulo: Best Seller, 1999.

STIGLITZ, J. E. **Economics of the public sector**. New York: W. W. Norton & Company, 1999.

SCHWARTZ, G.; CLEMENTS, B. Government subsidies. **Journal of Economics Surveys**. V. 13, nº 12, pp. 119-130, 1999.