2018

PROPOSTAS DA INDÚSTRIA

PARA AS ELEIÇÕES

ENERGIA ELÉTRICA: CUSTOS E COMPETITIVIDADE

INFRAESTRUTURA

26

CNI
Confederação Nacional da Indústria

CNI. A FORÇA DO BRASIL INDÚSTRIA

ENERGIA ELÉTRICA: CUSTOS E COMPETITIVIDADE

INFRAESTRUTURA

26

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI
Robson Braga de Andrade
Presidente

Paulo Antonio Skaf (Licenciado a partir de 6/6/2018)
1º Vice-presidente

Antônio Carlos da Silva
2º Vice-presidente

Paulo Afonso Ferreira
3º Vice-presidente

Paulo Gilberto Fernandes Tigre
Flavio José Cavalcanti de Azevedo
Glauco José Côrte
Eduardo Eugenio Gouvêa Vieira
Edson Luiz Campagnolo (Licenciado de 6/6 a 28/10/2018)
Jorge Parente Frota Júnior
Eduardo Prado de Oliveira
Jandir José Milan
José Conrado Azevedo Santos
Antonio José de Moraes Souza Filho
Marcos Guerra (Licenciado de 7/6 a 7/10/2018)
Olavo Machado Júnior
Vice-presidentes

Francisco de Assis Benevides Gadelha
1º Diretor financeiro

José Carlos Lyra de Andrade
2º Diretor financeiro

Alexandre Herculano Coelho de Souza Furlan
3º Diretor financeiro

Jorge Wicks Côrte Real (Licenciado de 4/4/2018 a 12/10/2018)
1º Diretor secretário
Sérgio Marcolino Longen
2º Diretor secretário

Antonio Rocha da Silva
3º Diretor secretário

Heitor José Müller
Carlos Mariani Bittencourt
Amaro Sales de Araújo
Pedro Alves de Oliveira
Edílson Baldez das Neves
Roberto Proença de Macêdo
Roberto Magno Martins Pires
Rivaldo Fernandes Neves
Denis Roberto Baú
Carlos Takashi Sasai
João Francisco Salomão
Julio Augusto Miranda Filho
Roberto Cavalcanti Ribeiro
Ricardo Essinger
Diretores

CONSELHO FISCAL
João Oliveira de Albuquerque (Licenciado de 7/6 a 7/10/2018)
José da Silva Nogueira Filho
Francisco de Sales Alencar
Titulares

Célio Batista Alves
José Francisco Veloso Ribeiro
Clerlânio Fernandes de Holanda
Suplentes

ENERGIA ELÉTRICA: CUSTOS E COMPETITIVIDADE

INFRAESTRUTURA

26

2018
PROPOSTAS DA INDÚSTRIA
PARA AS ELEIÇÕES

CNI
Confederação Nacional da Indústria

CNI. A FORÇA DO BRASIL INDÚSTRIA

© 2018. CNI – Confederação Nacional da Indústria.
Qualquer parte desta obra poderá ser reproduzida, desde que citada a fonte.

CNI
Diretoria de Relações Institucionais – DRI

FICHA CATALOGRÁFICA

C748e

Confederação Nacional da Indústria.
Energia elétrica : custos e competitividade / Confederação Nacional da Indústria. – Brasília : CNI, 2018.
106 p. : il. – (Propostas da indústria eleições 2018 ; v. 26)

ISBN 978-85-7957-173-2

1. Energia Elétrica. 2. Fornecimento de Energia. 3. Custo da Energia Elétrica. 4. Comercialização Regulada e Livre. I. Título.

CDU: 346.61

CNI
Confederação Nacional da Indústria
Sede
Setor Bancário Norte
Quadra 1 – Bloco C
Edifício Roberto Simonsen
70040-903 – Brasília – DF
Tel.: (61) 3317-9000
Fax: (61) 3317-9994
http://www.portaldaindustria.com.br/cni/

Serviço de Atendimento ao Cliente – SAC
Tels.: (61) 3317-9989 / 3317-9992
sac@cni.com.br

2018

PROPOSTAS DA INDÚSTRIA

PARA AS ELEIÇÕES

SUMÁRIO

RESUMO EXECUTIVO 11

INTRODUÇÃO 13

1 ANÁLISE E DIAGNÓSTICO DO CUSTO DA ENERGIA ELÉTRICA PARA A INDÚSTRIA BRASILEIRA 15

1.1 Os ambientes de comercialização e a composição dos custos com energia elétrica 15

1.2 De 2012 até 2017: o que ocorreu com os custos da energia elétrica para a indústria nacional? 22

1.3 Análise das razões para a trajetória observada nos custos da energia elétrica de 2012 a 2017 26

1.4 Comparação internacional 50

2 PERSPECTIVAS DOS CUSTOS DE ENERGIA ELÉTRICA PARA OS PRÓXIMOS ANOS 55

2.1 Perspectivas para os custos com a compra de energia no mercado cativo 55

2.2 Perspectivas para os custos com compra de energia no mercado livre 68

3 RECOMENDAÇÕES PARA TRAZER OS CUSTOS DA ENERGIA ELÉTRICA PARA A INDÚSTRIA A PATAMARES COMPETITIVOS 73

GLOSSÁRIO 93

REFERÊNCIAS 101

LISTA DAS PROPOSTAS DA INDÚSTRIA PARA AS ELEIÇÕES 2018 105

APRESENTAÇÃO

O Brasil levará mais de meio século para alcançar o produto *per capita* de países desenvolvidos, mantida a taxa média de crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) nacional registrada nos últimos 10 anos, que foi de apenas 1,6%.

O desafio para o país será de, pelo menos, dobrar a taxa de crescimento do PIB nos próximos anos. Para tanto, não se poderá repetir erros de política que reduzam o potencial de expansão – o que inclui ter uma agenda coerente de reformas econômicas e institucionais.

Mudanças de governo são ocasiões especiais para uma reflexão sobre os objetivos e as estratégias nacionais. São, também, oportunidades para o país sair da zona de conforto e aumentar sua ambição de desenvolvimento.

As eleições de 2018 têm uma característica singular, que reforça o sentido dessa ambição. O fim do mandato do próximo presidente e dos parlamentares vai coincidir com o 200º aniversário da independência do Brasil.

É preciso aproveitar esse marco para estimular ações que eliminem os principais obstáculos ao crescimento no país e contribuam para construir uma indústria competitiva, inovadora, global e sustentável.

O *Mapa Estratégico da Indústria 2018-2022*, lançado pela Confederação Nacional da Indústria (CNI) no início do ano, apresenta uma agenda para aumentar a competitividade da indústria e do Brasil, e para elevar o bem-estar da população ao nível dos países desenvolvidos.

Com base nas prioridades identificadas no Mapa, a CNI oferece 43 estudos, relacionados aos fatores-chave da competitividade. Os documentos analisam os entraves e apresentam soluções para os principais problemas nacionais.

A infraestrutura é um dos principais entraves à competitividade. O Estado não conseguirá elevar os investimentos nessa área, ao nível necessário, sem a participação do setor privado. Para tanto, é preciso ter regras claras e estáveis, além de um sistema regulatório eficiente e profissionalizado.

A energia elétrica já foi uma vantagem comparativa do Brasil. Entretanto, o baixo volume de investimentos, o aumento dos encargos, e os equívocos regulatórios e de estratégia política transformaram-na em fator de perda de competitividade.

Este documento analisa os aspectos que fizeram com que o Brasil passasse a ser um dos países com a maior tarifa de energia elétrica do mundo e apresenta propostas para reverter essa situação.

Robson Braga de Andrade
Presidente da CNI

RESUMO EXECUTIVO

A energia elétrica é um dos principais insumos da indústria brasileira. A segurança no fornecimento e o seu custo, são determinantes fundamentais para a competitividade da indústria.

O sistema elétrico brasileiro já foi considerado um dos mais eficientes do mundo. Os grandes reservatórios hidrelétricos garantiam a segurança do sistema e o baixo custo da eletricidade. Essa situação representava uma vantagem comparativa para a economia brasileira. Infelizmente, esse tempo passou.

O constante intervencionismo governamental, aliado ao alto custo dos impostos e dos encargos setoriais, e de erros regulatórios tornaram a energia elétrica paga pela indústria, uma das mais caras do mundo. Segundo dados da Aneel, no período de janeiro de 2013 até o final de 2017, o custo da eletricidade para os consumidores industriais, que compram energia diretamente das distribuidoras, aumentou 57%, em termos reais.

Se nada for feito, as perspectivas não serão muito animadoras. Mantidas as condições regulatórias e contratuais atuais, a expansão da geração e da transmissão não promoverão a redução sustentável do custo da eletricidade. A política de encargos e subsídios também precisa ser repensada e reduzida. Como alento, entre 2019 e 2020, serão pagas as últimas parcelas de passivos financeiros setoriais.

As principais razões que explicam o alto custo da energia no Brasil são:

- aumento dos preços dos contratos de energia;
- custo de passivos, decorrentes de intervenções governamentais na regulação das tarifas e preços;
- alto custo dos subsídios tarifários;
- aumento dos custos com o sistema de transmissão; e
- forte carga tributária.

Recomendações

1. **Promover a estabilidade institucional**, principalmente na regulação relacionada à formação de preços e tarifas.

2. **Reduzir encargo setoriais**, incentivos, subsídios e aprimorar a alocação de custos remanescentes.
3. **Reduzir a duração dos contratos de energia**, permitindo que o consumidor tenha acesso a redução de preço advindos de ganhos tecnológicos.
4. **Aprimorar a alocação dos custos** da expansão entre os consumidores regulados e livres.
5. **Priorizar a alocação dos riscos** de mercado para os geradores, que possuem maior condição de gerenciá-los.
6. **Diversificar os agentes no mercado de investimentos em infraestrutura**.
7. **Otimizar a expansão da geração e da transmissão de forma conjunta**.

INTRODUÇÃO

Ao longo dos últimos seis anos o setor elétrico nacional tem vivenciado momentos de questionamento quanto à segurança de abastecimento, bem como mudanças regulatórias significativas, que impactaram os preços e tarifas ao consumidor final nos dois ambientes de contratação existentes (regulado e livre). Mesmo que a consequência dessas mudanças tenha sido a redução de custos, essa redução, ao longo dos anos seguintes, foi eclipsada por sucessivos aumentos decorrentes de:

- Custos conjunturais:
  - » operação do sistema que buscava garantir a confiabilidade de suprimento em um cenário hidrológico adverso; e
  - » parâmetros utilizados para a operação do sistema estavam em questionamento.
- Custo de políticas de governo, notadamente os subsídios tarifários, compensados por meio de encargos setoriais.
- Criação de passivos financeiros, decorrentes de intervenções regulatórias.

Existem outras questões ainda não quantificadas, que trazem impactos no custo da energia elétrica como um todo, entre as quais podem ser mencionadas a percepção do aumento da instabilidade regulatória e a falta de credibilidade dos preços de energia. Esses fatores ajudam a explicar o grande número de liminares judiciais, que vêm afetando o andamento das operações do setor.

Para manter os custos da energia elétrica em patamares competitivos, é necessário fazer um diagnóstico da trajetória dos custos desse insumo para a indústria brasileira em dois momentos: no passado recente e nas perspectivas para os próximos 10 anos.

O levantamento dos custos históricos cobrados dos consumidores industriais regulados e livres pela energia elétrica, permitirá analisar as causas envolvidas na trajetória dos preços e comparar a competitividade da energia elétrica do Brasil com a de outros países.

Já as perspectivas dos preços de energia para os próximos 10 anos, considerando o marco regulatório atualmente vigente, permitem avaliar se são esperadas mudanças no atual panorama de competitividade dos custos da energia elétrica para a indústria.

Ambas as análises permitirão a elaboração de um conjunto de recomendações em relação às ações necessárias para manter os custos da energia elétrica, utilizada pela indústria, em patamares competitivos.

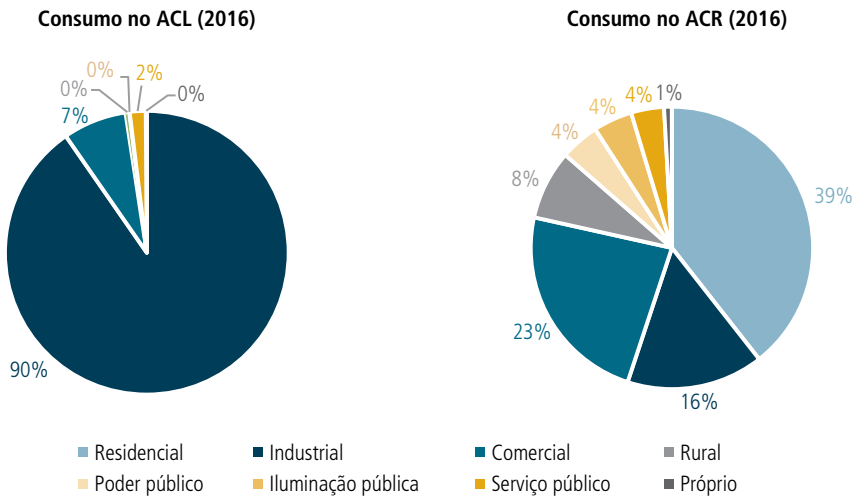
1 ANÁLISE E DIAGNÓSTICO DO CUSTO DA ENERGIA ELÉTRICA PARA A INDÚSTRIA BRASILEIRA

1.1 Os ambientes de comercialização e a composição dos custos com energia elétrica

O marco regulatório do setor elétrico define dois ambientes de comercialização de energia onde os agentes podem atuar: o Ambiente de Comercialização Regulada (ACR) e o Ambiente de Comercialização Livre (ACL).

O ambiente livre permite a comercialização de energia entre os agentes participantes independentemente da regulação oficial, usualmente via negociação bilateral de contratos. O ambiente regulado (também denominado mercado regulado ou mercado cativo) possui um conjunto restrito de regras, que devem ser seguidas na aquisição de energia e no repasse desses custos aos consumidores.

Figura 1 – Participação das classes de consumo nos ambientes de contratação regulada e livre em 2016



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética, 2017.

1.1.1 O Ambiente de Comercialização Regulada (ACR)

Todos os consumidores que não atendem aos pré-requisitos[1] para serem consumidores livres são considerados consumidores regulados ou cativos[2]. Esses consumidores são obrigatoriamente atendidos pela distribuidora de energia que atua na área onde o consumidor está localizado.

Para serem atendidos pela distribuidora de energia local, os consumidores cativos pagam a Tarifa de Fornecimento (TF), que consiste no somatório da:

- Tarifa de Energia (TE), que reembolsa a distribuidora pelas despesas com os contratos de compra e venda de energia, adquiridos para suprir os consumidores cativos.
- Tarifa pelo Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), que cobre os custos da distribuidora com a disponibilização da infraestrutura de transporte da energia.

Ambas, TE e TUSD, também arrecadam os chamados encargos setoriais, que consistem no custo de políticas do governo ou de custos sistêmicos, que devem ser pagos pelos agentes beneficiários (usualmente os agentes de consumo).

Além da TE e da TUSD, existe a figura da Bandeira Tarifária, que sinaliza economicamente para os consumidores sobre os custos de geração incorridos no mês em questão. Assim, dependendo do custo[3] dos recursos de geração que o sistema utilizará no mês seguinte, é acionada uma das seguintes Bandeiras Tarifárias, a seguir discriminadas:

- Bandeira Verde: o sistema utilizará os recursos mais baratos e a cobertura tarifária necessária para que as distribuidoras façam frente às despesas já está totalmente contida nas Tarifas de Fornecimento.
- Bandeira Amarela: o sistema utilizará recursos um pouco mais caros e a cobertura tarifária necessária para que as distribuidoras façam frente a essas despesas *não* está totalmente contida nas Tarifas de Fornecimento. Para isso, faz-se necessária a cobrança de um valor adicional, previamente estabelecido em 10 R$/MWh.
- Bandeira Vermelha: o sistema utilizará recursos mais caros e a cobertura tarifária necessária para que as distribuidoras façam frente a essas despesas *não* está totalmente contida nas Tarifas de Fornecimento. Para isso, faz-se necessária, a

1. Esses pré-requisitos serão abordados na seção seguinte.
2. Existe também um tipo de consumidor que, embora atenda aos requisitos para ser livre, optou por permanecer sendo atendido pela distribuidora de energia local. Estes são chamados de consumidores *potencialmente livres*.
3. A metodologia que a Aneel tem utilizado atualmente para acionar as bandeiras (e que na presente data ainda está em Audiência Pública) se baseia exclusivamente no custo da exposição dos geradores hidrelétricos pertencentes ao Mecanismo de Realocação de Energia ("MRE") ao mercado de curto prazo.

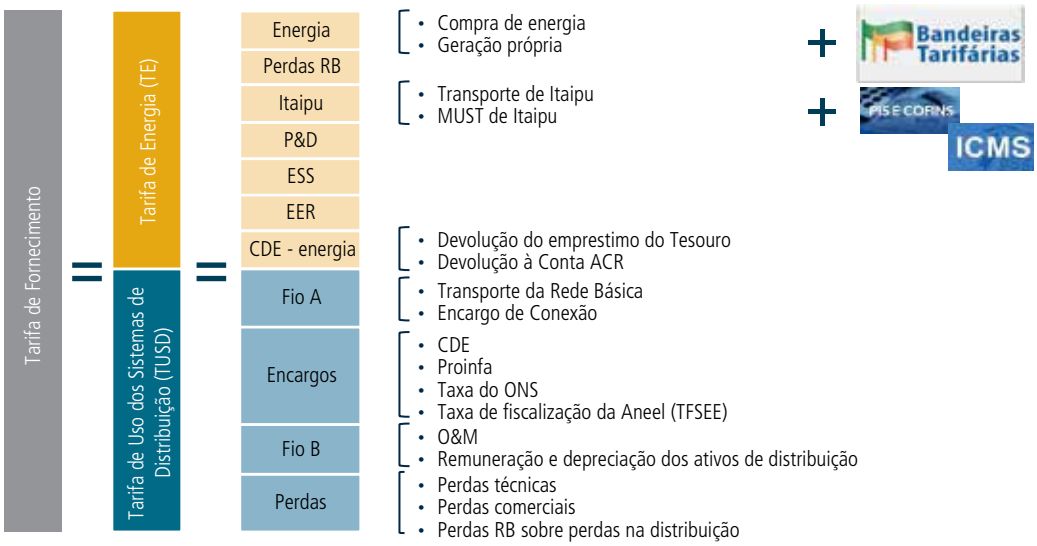
cobrança de um valor adicional, que dependerá do quão elevada é a expectativa de custos dos recursos a serem utilizados: a) patamar 1 – 30 R$/MWh; e b) patamar 2 – 50 R$/MWh.

É importante destacar que a sistemática das Bandeiras Tarifárias não garante o "casamento perfeito" entre as despesas efetivamente incorridas pelas distribuidoras e a cobertura tarifária proporcionada pelo acionamento da Bandeira no mês.

Eventuais diferenças, pela regulamentação vigente, são repassadas aos consumidores no próximo processo de reajuste ou revisão tarifária, por meio das chamadas Componentes Financeiras. As componentes financeiras repassam ao consumidor toda a diferença entre despesas e receitas acumulada entre dois processos tarifários para todos os itens da tarifa, excetuando a margem da distribuidora (Fio B, como será visto na sequência).

Finalmente, sobre a TE, a TUSD e as Bandeiras Tarifárias incidem os seguintes tributos federais: Programa de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins), bem como, o tributo estadual Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS)[4]. A Figura 2 detalha a formação da TF, além das formas de incidência dos tributos.

Figura 2 – Composição da tarifa de fornecimento de um consumidor cativo



P&D, ESS e EER são, respectivamente, Pesquisa & Desenvolvimento, Encargo de Serviços do Sistema e Encargo de Energia de Reserva.

Fonte: PSR.

4. Cabe mencionar que a incidência do ICMS sobre algumas parcelas da TUSD vem sendo questionada por muitos consumidores, que inclusive já obtiveram decisões favoráveis em instâncias judiciais. No momento a primeira Turma do Superior Tribunal de Justiça decidiu pela legalidade da incidência do ICMS em toda a tarifa de fornecimento, determinando a suspensão de todos os processos no território nacional, para que o tema seja julgado sob o regime dos recursos repetitivos. Mais detalhes podem ser consultados em: Consultor Jurídico, 2018.

Apesar da grande quantidade de rubricas que compõem a Tarifa de Fornecimento, podemos agrupá-las em seis conjuntos:

- **Custo de compra de energia (componente Energia, na TE)**: todas as compras de energia no ambiente regulado são feitas mediante contratos firmados em leilões regulados, ou seja, as distribuidoras não podem adquirir contratos via negociação bilateral. Existem diversos tipos de leilões regulados, que visam desde a renovação do volume de contratos que estão expirando (os chamados leilões de energia existente), até leilões que visam à contratação de novos empreendimentos de geração para atender ao crescimento da demanda (leilões de energia nova ou suas variações: leilões de projetos estruturantes e leilões de fontes alternativas).
- **Custo de encargos setoriais (componente Encargos, na TUSD e componentes P&D, ESS[5] e EER, na TE)**: representam o custo de políticas de governo, como, por exemplo, a concessão de subsídios tarifários – concentrados na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) – ou de custos sistêmicos divididos entre os consumidores, como, por exemplo, os custos com a contratação de energia de reserva, cobertos pelo Encargo de Energia de Reserva (EER).
- **Custo com a infraestrutura de transporte de energia (componentes Fio A e Fio B, na TUSD e Itaipu, na TE)**: representa o custo de operação e manutenção, remuneração e depreciação dos ativos de transmissão (caso das componentes Fio A e Itaipu) e de distribuição (Fio B).
- **Custo com as perdas elétricas (componente Perdas, na TUSD e Perdas RB[6], na TE)**: representa a recuperação dos custos com as perdas elétricas (técnicas e comerciais)[7] na rede de distribuição e na rede de transmissão – também chamada de Rede Básica. É importante destacar que apenas o volume regulatório[8] de perdas é repassado em tarifa.
- **Custo com passivos financeiros (componente CDE-Energia, na TE)**: representa o repasse aos consumidores de empréstimos contraídos pelas distribuidoras, em 2013 e 2014, para suportar o aumento de custos sistêmicos não repassados às tarifas.
- **Impostos (PIS/Cofins e ICMS)**: tributos federais e estaduais que incidem sobre a TF.

5. ESS – Encargos de Serviços do Sistema, P&D – Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da Aneel.
6. Perdas RB – Perdas na rede básica.
7. Perdas técnicas são as perdas elétricas oriundas de fenômenos físicos, como, por exemplo, o Efeito Joule. As perdas comerciais são fruto principalmente do furto de energia e de falhas no processo de medição.
8. A metodologia vigente de cálculo das perdas regulatórias entende que parte das perdas elétricas, sejam elas técnicas ou comerciais é "tolerável" seja por se tratar de um fenômeno intrínseco ao transporte da energia (caso das perdas técnicas), seja por ser economicamente ou até mesmo socialmente difícil combatê-las (perdas comerciais).

A definição dos valores da TF que as distribuidoras estão autorizadas a cobrar de seus consumidores é atribuição da Aneel, que possui metodologia elaborada para esse fim e está regulamentada, por meio dos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret).

1.1.2 O Ambiente de Comercialização Livre (ACL)

Participam do ACL os geradores de energia, as comercializadoras e os consumidores livres. Esses consumidores são livres para comprar a energia diretamente de geradores, comercializadores e até de outros consumidores livres[9], pagando, por isso, um preço previamente acordado entre as partes, em vez de comprarem compulsoriamente a energia da distribuidora, pagando a Tarifa de Energia.

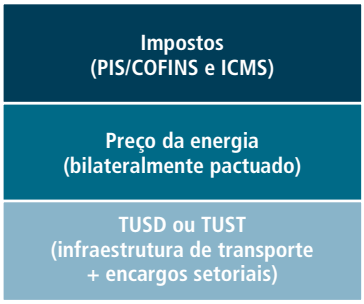
O único pagamento que os consumidores livres fazem às distribuidoras é a TUSD, apenas nos casos em que esses agentes estejam fisicamente conectados ao sistema de distribuição.

Caso esses consumidores não estejam conectados à distribuição – mas sim à Rede Básica de Transmissão – eles pagam uma Tarifa pelo Uso do Sistema de Transmissão (TUST) à concessionária de transmissão proprietária da linha, não tendo qualquer vínculo com a distribuidora. Ambas, TUSD e TUST, remuneram o serviço de disponibilização da infraestrutura de transporte da energia, e arrecadam os encargos setoriais devidos pelos agentes de consumo. A TUSD tem formação idêntica à vista na Figura 2. Já a TUST, apenas para fins didáticos, seria similar à TUSD, exceto pelas componentes de Perdas e Fio B.

Sobre todos esses componentes também incidem PIS/Cofins e ICMS. Usualmente, no preço bilateralmente pactuado da energia já estão inclusos o PIS e a Cofins, faltando adicionar a este preço o ICMS. Por outro lado, sobre a TUSD ou TUST devem incidir tanto o PIS/Cofins quanto o ICMS[10].

9. Não será abordada aqui a comercialização dos excedentes contratuais das distribuidoras de energia para o mercado livre, possibilidade permitida pelo artigo 6º da Lei 13.360/2016 e pelo artigo 2º do Decreto 9.143/2017, já que a Aneel ainda está conduzindo a Audiência Pública 070/2017 para regulamentar o tema.
10. Não está sendo considerada aqui a dinâmica de obtenção de créditos tributários.

Figura 3 – Estrutura típica dos custos com energia elétrica de um consumidor livre



Fonte: PSR.

Os requisitos para um consumidor ser livre, de acordo com as Leis 9.074/1995 e 9.427/1996, são:

- no mercado livre convencional: possuir demanda contratada igual ou superior a 3 MW e, caso a conexão ao sistema tenha sido anterior a 7 de julho de 1995, estar conectado em 69 kV[11]; ou
- no mercado livre incentivado: possuir demanda contratada (individualmente ou em comunhão de interesses de fato ou de direito[12] com outras unidades consumidoras) igual ou superior a 500 kW. Nesse último caso, a energia contratada no mercado livre deve ser de origem "incentivada" (ou seja, a fonte deve ser uma Pequena Central Hidrelétrica, eólica, solar, biomassa ou cogeração qualificada).

No caso particular dos consumidores que compulsoriamente devem contratar energia de fonte incentivada, a contrapartida é um desconto de até 50% na TUSD (incidente apenas sobre a parcela da TUSD que recupera os custos com transmissão – Fio A – e distribuição – Fio B). Esse benefício é o mesmo estendido aos geradores de energia incentivada.

Consumidores que estão hoje no mercado livre e queiram voltar a ser atendidos pela distribuidora local, podem apresentar a solicitação, porém, a concessionária tem um prazo de até cinco anos para o atendimento. Essa possibilidade faz com que a tarifa da distribuidora acabe se tornando um custo de oportunidade para transações no mercado livre, uma vez que não faria muito sentido econômico um consumidor aceitar um contrato mais caro do que a tarifa do mercado cativo, se ele tiver a opção de retornar à condição de cativo.

11. Essa limitação pela tensão de conexão deixará de ser válida em 1º de janeiro de 2019, quando bastará ter demanda contratada igual ou superior a 3 MW.
12. Comunhão de interesses de fato ou de direito: podem ser classificadas como pertencentes a essa comunhão as unidades, pertencentes ao Grupo A (conectadas ao sistema em, pelo menos, 2,3 kV) localizadas em áreas contíguas ou localizadas no mesmo submercado e com o mesmo CNPJ "mãe".

Por fim, ainda existe um tipo de consumidor que produz parte ou toda a energia que consome: o autoprodutor. Esse agente possui uma concessão ou autorização para construir e operar uma usina geradora, que pode estar localizada dentro das instalações industriais do agente (tipo de autoprodução também chamada de *inside the fence*), ou em outra localidade (autoprodução remota).

Nesse tipo de arranjo, caso o consumidor seja integralmente atendido pela autoprodução, o custo de aquisição de energia do consumidor é o custo de geração da energia pela usina[13]. No caso de autoprodução remota, como o consumidor necessita acessar a rede de transporte de energia, também cabe o pagamento da TUSD ou TUST, dependendo de onde o consumidor esteja conectado. Por fim, também são pagos encargos setoriais, cabendo a ressalva de que há isenção de alguns deles na proporção do consumo suprido por geração própria.

Figura 4 – Estrutura típica dos custos com energia elétrica de um consumidor autoprodutor

Fonte: PSR.

Nota: A TUSD ou TUST será paga apenas no caso de autoprodução remota, quando o consumidor necessita conectar-se à rede para receber a energia. Sobre essa tarifa incidem o PIS/Cofins e o ICMS.

Este documento não trata dos custos com energia elétrica de autoprodutores, uma vez que o custo da geração própria varia conforme o arranjo de autoprodução adotado e as características dos projetos, além de não serem essas informações publicamente disponíveis. Assim, o termo "preços de energia no ACL" ou similares será utilizado tendo em vista exclusivamente consumidores livres que não sejam autoprodutores.

13. Esse custo inclui todos os custos de operação e manutenção da usina, impostos pagos sobre os insumos necessários à geração de energia, investimentos feitos para a construção do ativo e eventual remuneração, encargos setoriais e custos de conexão ao sistema de transporte da energia.

1.2 De 2012 até 2017: o que ocorreu com os custos da energia elétrica para a indústria nacional?

Em setembro de 2012, por meio da publicação da Medida Provisória 579[14], o governo anunciava um conjunto de ações que visava reduzir os custos com energia elétrica dos consumidores. Especificamente para as tarifas dos consumidores do mercado regulado, a redução média anunciada era da ordem de 16%, para os consumidores residenciais, e de 28%, para a indústria[15].

O primeiro conjunto de medidas visava aproveitar o vencimento de um grande grupo de concessões de geração hidrelétrica e de transmissão de energia entre 2015 e 2017. O segundo conjunto de medidas foi direcionado no sentido de reduzir o custo dos encargos setoriais.

Para tratar das concessões vincendas, o governo ofereceu duas opções aos concessionários:

- antecipar, para o final de 2012, a renovação dos contratos de concessão, que passariam a ser válidos por mais 30 anos, com a contrapartida de os serviços de geração e de transmissão passarem a ser prestados com uma tarifa mais barata. A premissa subjacente na cobrança de uma tarifa menor era de que a maior parte dos ativos já estava depreciado e, o que ainda não estivesse totalmente depreciado seria indenizado pelo governo; ou
- manter o contrato vigente até a data de término, e, na sequência, devolver a concessão ao Poder Concedente, que as relicitaria.

No caso dos contratos de concessão da geração, a proposta a) seria implementada pela contratação integral da garantia física das usinas com o mercado cativo, via Contratos de Cota de Garantia Física (CCGF), com tarifa (mais barata) regulada. No caso dos contratos de concessão da transmissão, a proposta seria implementada pela redução da Receita Anual Permitida (RAP) das transmissoras, via aplicação de revisão tarifária, o que nunca havia ocorrido com esses contratos[16].

Em ambos os casos, as tarifas do mercado regulado seriam afetadas: os CCGF entrariam na formação do custo de compra de energia da TE e a redução da RAP traria benefícios na parcela "Fio A" da TUSD. Por outro lado, apenas a redução da RAP seria percebida também pelo mercado livre.

14. Posteriormente convertida na Lei 12.783, de 11 de janeiro de 2013.
15. Vide notícia em: Ministério do Planejamento, Desenvolvimento e Gestão, 2012.
16. Não havia cláusula de revisão tarifária nesses contratos. Anualmente a receita era apenas corrigida pela inflação.

Com relação às medidas que visavam à redução, de encargos setoriais, alguns desses foram parcialmente extintos, caso da Reserva Global de Reversão (RGR)[17], tendo sido adotado o discurso da promoção de maior eficiência de outros, a exemplo da a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) que subsidia os custos com a geração de energia nos sistemas isolados[18]. Adicionalmente, o Tesouro aportou à CDE, em um primeiro momento, R$ 3,3 bilhões, relacionados aos recebíveis da dívida de Itaipu.

Embora esse subsídio do Tesouro tenha criado algumas preocupações – pois a mistura de consumidores e contribuintes fora muito negativa no passado – o governo sinalizou que a medida seria temporária, até que as reduções, devido à eficiência, fossem alcançadas.

Esse conjunto de medidas afetava todos os agentes do segmento consumo, portanto, afetava os custos da energia elétrica, tanto no mercado regulado como no mercado livre.

Em resumo, em setembro de 2012, por meio da MP 579, o Governo prometia redução nos custos:

- com a compra de energia elétrica para o ACR, em função da contratação de cerca de 14.000 MW de garantia física[19] das hidrelétricas com concessões vincendas a preços mais baixos (da ordem de 33 R$/MWh[20], contra a média de 100 R$/MWh dos contratos que essas usinas possuíam no ACR[21]);
- com a transmissão de energia elétrica, para todos os usuários da rede (consumidores do ACR e ACL), em função da redução de cerca de 40%[22] da RAP das transmissoras com concessões vincendas; e
- com encargos setoriais, pagos por todos os agentes do segmento consumo (ACR e ACL), em função da extinção parcial da RGR, da "transferência" dos custos com a geração de energia elétrica nos sistemas isolados para a CDE e da redução desse encargo em 75%, mediante o aporte de R$ 3,3 bilhões do Tesouro Nacional.

17. A RGR não é mais cobrada de concessionárias e permissionárias distribuidoras de energia, de concessões de transmissão e geração renovadas ou licitadas nos termos da MP 579 (Lei 12.783/2013) ou de transmissoras licitadas a partir de 12 de setembro de 2012. Entretanto, ela ainda segue sendo cobrada das demais concessionárias de serviço público, que não atendem aos critérios acima.
18. Sistemas Isolados: áreas de concessão que não são atendidas por linhas de transmissão do Sistema Interligado Nacional, necessitando de geração de energia local (diesel) para atendimento da demanda.
19. Entretanto, somente 95% da garantia física transformavam-se em lastro contratual.
20. Receita Anual da Geração aprovada pela Resolução Homologatória 1.408, de 21 de dezembro de 2012, incluindo Compensação Financeira pelo Uso dos Recursos Hídricos (CFURH) e PIS/Cofins, dividido pela Garantia Física dos empreendimentos.
21. Este valor corresponde ao preço médio dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) de energia existente, corrigido até a data-base de dezembro de 2012. O levantamento foi realizado à época, mediante o acesso às informações disponíveis no *website* da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE").
22. Valores apurados pela Resolução Homologatória da Aneel 1.398, de 21 de dezembro de 2012.

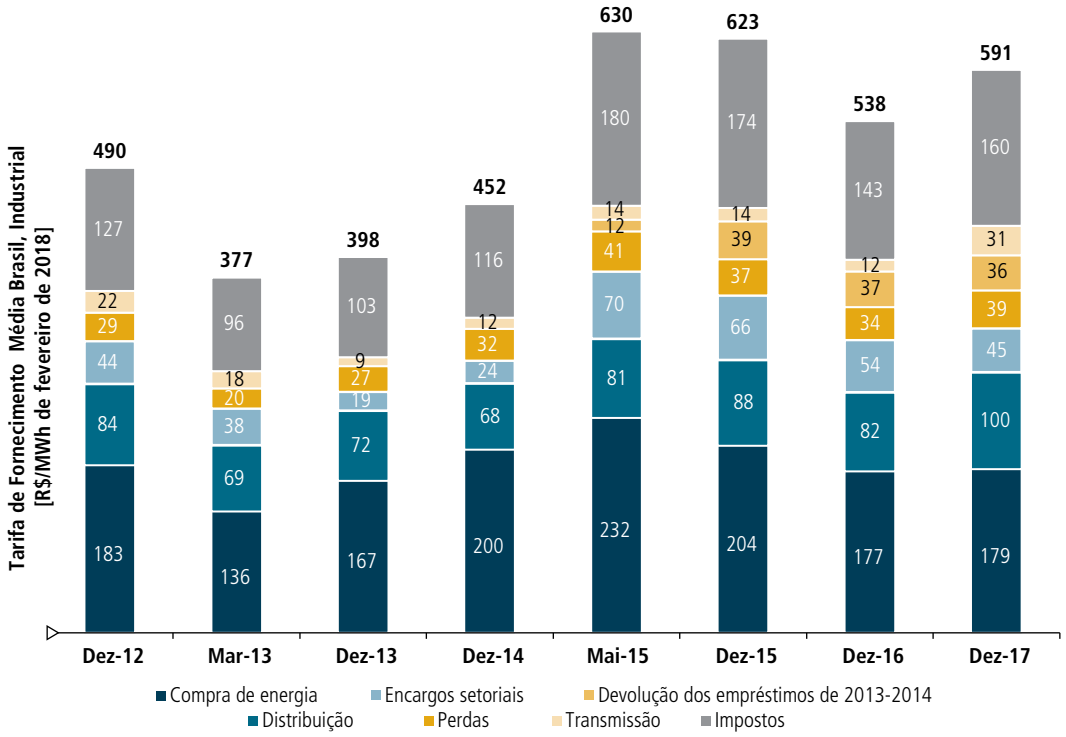
Embora tenham sido anunciadas em setembro de 2012, essas medidas só foram implementadas ao final de janeiro de 2013, uma vez que, a implementação ainda dependia de itens essenciais, como, por exemplo, as concessionárias de geração e transmissão aderirem ou não à proposta de renovação das concessões, trazida pela MP 579.

A redução anunciada foi ameaçada, pois as geradoras privadas e estaduais não aderiram à proposta de renovação. Ainda assim, por meio de alterações posteriores, como a retirada dos subsídios tarifários das Tarifas de Fornecimento com a centralização[23] desses na CDE e a injeção adicional de outros R$ 5,2 bilhões do Tesouro na CDE, em 23 de janeiro de 2013, o governo efetivou a redução tarifária para o mercado regulado de 18%, para os consumidores residenciais, e de 28%, para os industriais, números ainda superiores aos anunciados em setembro de 2012[24].

No período compreendido entre 23 de janeiro de 2013 até hoje, a trajetória das tarifas pagas pelos consumidores cativos seguiu por caminhos diferentes dos almejados. O gráfico da Figura 5, apresenta a Tarifa de Fornecimento média do Brasil para a classe industrial (custos com energia elétrica dos consumidores industriais cativos).

Figura 5 – Tarifa de Fornecimento média dos consumidores industriais cativos do Brasil

Os valores foram corrigidos por IPCA[25] para a data-base de fev/18



Fonte: PSR, a partir dos dados da (Aneel, 2018a; 2018b).

23. Antes disso, cada distribuidora de energia tinha suas tarifas impactadas de forma distinta pelos subsídios tarifários, uma vez que os consumidores de uma concessionária pagavam pelos subsídios concedidos a outros consumidores da mesma área de concessão.
24. Vide notícia em: Aneel, 2013.
25. Índice de Preços ao Consumidor Amplo.

A Figura 5 mostra a TF em dezembro de 2012, instante anterior à redução tarifária decorrente da MP 579, que ocorreu em março de 2013: na média, a redução para os consumidores industriais cativos foi da ordem de 23%[26]. Entretanto, ao final de 2013 já era possível perceber um leve aumento na tarifa, intensificado ao longo de 2014 e, principalmente, em 2015.

No início de 2015, houve a necessidade de uma Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) que elevou significativamente as tarifas. Mesmo com a redução ao longo dos reajustes ou revisões tarifárias de 2016, a TF média do Brasil para o consumidor industrial, ao longo de 2017, foi crescendo novamente e não retornou ao patamar observado após a aplicação das medidas da MP 579. Essa realidade foi similar para todos os consumidores cativos, além dos industriais.

Desde a aplicação da MP 579, os custos com energia elétrica dos consumidores cativos industriais, seguiu trajetória ascendente na maior parte do tempo. Para entender o porquê disso, é necessário analisar a evolução de cada um dos componentes do custo com energia elétrica, a saber:

- compra de energia e perdas elétricas;
- encargos setoriais;
- transporte da energia (transmissão e distribuição);
- passivos financeiros do setor; e
- impostos.

Para o mercado livre, essa análise não pode ser feita da mesma forma direta, pois, como já discutido, o preço da energia nesse mercado é fruto de transações bilaterais, nas quais os preços pactuados pelas partes refletem as condições negociadas[27].

Para o mercado livre, será analisada apenas a evolução dos demais custos que não os da compra de energia, a saber:

- encargos setoriais;
- infraestrutura de transporte de energia (transmissão e distribuição); e
- impostos.

26. (377 – 490) / 490.
27. O que é publicamente divulgado são as informações dos preços médios negociados em iniciativas do tipo "plataformas eletrônicas com contratos padronizados", ou seja, bolsas de energia. Destacamos duas dessas iniciativas: a *Brazilian Intercontinental Exchange* (BRIX) e o Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia (BBCE). Tanto a BRIX como o BBCE divulgam periodicamente curvas de preços futuros para os contratos de energia negociados, que poderiam vir a servir como referência para os preços de energia praticados no mercado livre. Entretanto, ambas padecem do problema de baixa liquidez, uma vez que as transações realizadas por essas plataformas são pouco representativas, frente ao volume de energia envolvido nas transações do mercado livre. Além disso, não foram localizados dados publicamente disponíveis de transações do período de 2012 até 2015.

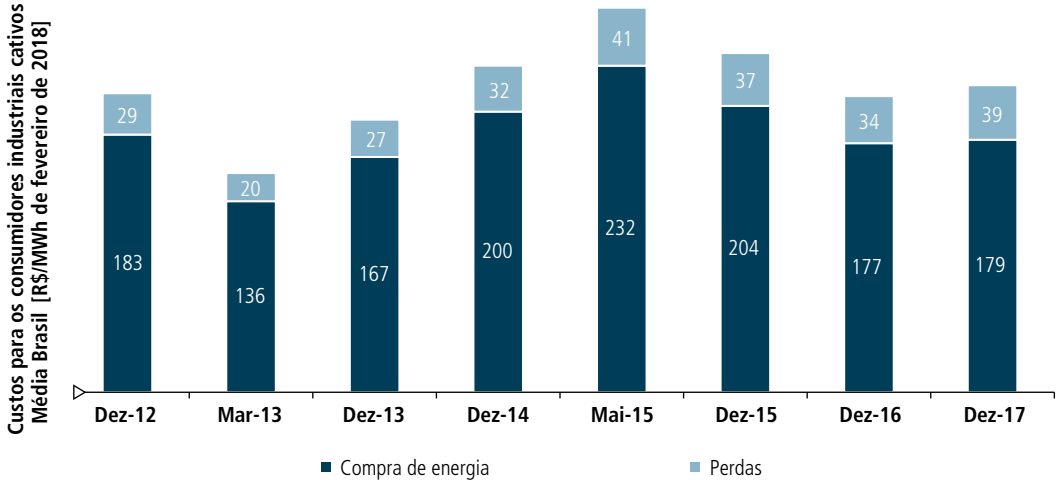
1.3 Análise das razões para a trajetória observada nos custos da energia elétrica de 2012 a 2017

1.3.1 Custos com a compra de energia e perdas elétricas

O gráfico a seguir representa o extrato da informação apresentada na Figura 5. Nele, serão destacadas apenas os componentes 'Compra de Energia' e 'Perdas'.

Figura 6 – Custos médios com compra de energia e perdas para os consumidores industriais cativos do Brasil

Os valores foram corrigidos por IPCA para a data-base de fev/18



Fonte: PSR, a partir dos dados da (Aneel, 2018a; 2018b).

Para os consumidores cativos, o custo com as perdas elétricas no sistema de distribuição (oriundas de razões técnicas, como o Efeito Joule, ou de razões não técnicas, como o furto de energia) e no transporte pela rede de transmissão é repassado em tarifa. Esse repasse é feito em termos de montante, por uma metodologia que estima um volume regulatório de perdas (e não o volume real)[28]. Já em termos de preço, o repasse ocorre pelo preço médio de compra de energia da distribuidora[29].

28. O volume regulatório de perdas é calculado de acordo com as características de cada centro de distribuição, e avalia quanto das perdas seriam aceitáveis em uma operação eficiente. Assim, se as perdas da distribuidora são superiores a essa perda estimada, ela sofre prejuízo, tendo um incentivo constante a reduzir as perdas.
29. Preço médio de compra para o atendimento da carga da distribuidora, e não o preço médio do portfólio total de contratos.

Assim, considerando que, segundo dados da Aneel (2018c), houve no período um aumento no volume de perdas regulatórias repassadas em tarifa, o comportamento do custo unitário, apresentado no gráfico anterior, é reflexo das oscilações do custo de compra de energia das distribuidoras.

Esse custo de compra de energia apresentou redução de 26%[30] no início de 2013, após a aplicação da Revisão Tarifária Extraordinária, que permitiu o repasse às tarifas dos consumidores cativos (medidas decorrentes da MP 579), inclusive com a entrada dos Contratos de Cotas de Garantia Física no portfólio das distribuidoras. Nota-se que esse custo foi crescendo até atingir o pico de R$ 232/MWh no início de 2015, apresentando, na sequência, comportamento decrescente.

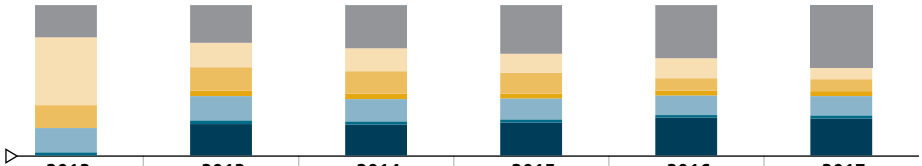
Esse comportamento, entre 2013 e 2017, pode ser explicado por duas razões:

- mudança de perfil do portfólio contratual das distribuidoras; e
- incremento nos custos variáveis dos contratos (contratos por disponibilidade e exposições no mercado de curto prazo), fruto das condições do sistema.

1.3.1.1 Mudança do portfólio contratual das distribuidoras

Para analisar esse aspecto, tomou-se como amostra um conjunto de 12 distribuidoras[31], que atenderam a cerca de 60% do mercado regulado do Brasil[32], no período entre 2012 e 2017, sendo coletados os dados de seus portfólios contratuais. O gráfico abaixo apresenta a evolução da participação dos diferentes tipos de contratos nessa amostra de distribuidoras.

Figura 7 – Participação dos diferentes tipos de contratos no portfólio da amostra de distribuidoras selecionadas



	2012	2013	2014	2015	2016	2017
E Nova	21%	25%	29%	32%	35%	41%
E Existente	45%	16%	15%	13%	13%	8%
Bilaterais	15%	16%	15%	14%	8%	8%
Angra I e II	0%	4%	4%	3%	3%	3%
Itaipu	16%	16%	15%	14%	13%	13%
Proinfa	2%	2%	2%	2%	2%	2%
CCGF	0%	21%	20%	22%	25%	25%

Fonte: PSR, a partir de compilação de informações divulgadas pela (Aneel, 2018b).

30. (136 – 183)/183.
31. Foram utilizadas as três maiores distribuidoras, em termos de mercado faturado, de cada um dos quatro submercados do país: a) Sudeste/Centro-Oeste: Eletropaulo, Cemig e Light b) Sul: Copel, Celesc e CEEE; c) Nordeste: Coelba, Enel CE e Celpe; e d) Norte: Celpa, Cemar e AmE.
32. Conforme dados da (Aneel, 2018a).

Vale a pena destacar na Figura 7, os quatro principais movimentos:

- surgimento dos Contratos de Cota de Energia Nuclear (CCEN) de Angra I e II;
- forte redução da participação dos contratos de energia existente e dos contratos bilaterais;
- surgimento e crescimento da participação dos CCGF; e
- aumento da participação dos contratos de energia nova.

Antes de 2013, a Eletronuclear vendia a energia das usinas nucleares de Angra I e II a Furnas, cobrando por isso uma tarifa estabelecida pela Aneel. Por sua vez, Furnas revendia essa energia, por meio de contratos existentes, a algumas distribuidoras no primeiro grande leilão do tipo, ocorrido em 2004.

A Lei 12.111/2009 determinou que, ao término desses contratos, em 2012, a energia dessas usinas seria diretamente repassada pela Eletronuclear a todas as distribuidoras do país, por meio de contratos de cota, a uma tarifa regulada e definida anualmente pela Aneel. Furnas revendeu à R$ 125/MWh[33], a energia das usinas nucleares, considerando preço médio da energia negociada em leilão, ajustado para valores de fevereiro de 2018.

Para fins de comparação, entre 2013 e 2015, o preço médio homologado pela Aneel para a energia das usinas é da ordem de R$ 195/MWh[34]. Assim, o aumento de mais de 50% dos preços da energia das centrais nucleares de Angra I e II colaborou com a elevação dos custos de compra de energia das distribuidoras[35].

O surgimento dos CCGF, em 2013, está relacionado à redução da participação dos contratos de energia existente: com a alocação compulsória das cotas de garantia física em seus portfólios, as distribuidoras não necessitariam recontratar, por meio de leilões, os volumes de contratos que estavam expirando. Inclusive, parcela significativa desses contratos, que estavam expirando, era lastreada pelas mesmas usinas hidrelétricas alcançadas pela MP 579.

Esses contratos entraram no portfólio das distribuidoras com preços inferiores aos dos contratos de energia existente que estavam expirando (da ordem de R$ 33/MWh), o que ajudou a reduzir os custos com a compra de energia em 2013. Em termos de precificação desse tipo de contrato, é importante esclarecer que os CCGF são similares aos contratos por disponibilidade, ou seja, são os consumidores que respondem pela

33. Fonte: CCEE, 2018.
34. Valor apurado através da compilação das tarifas de Angra I e II, homologadas pela Aneel, via Resoluções Homologatórias (valores corrigidos pelo IPCA para a data-base de fevereiro de 2018).
35. É importante destacar que, muito embora os consumidores "enxergassem" os preços saídos do leilão para a energia dessas usinas, a Eletronuclear recebia de Furnas o preço pela energia homologado pela Aneel – maior do que o obtido por Furnas no leilão. Essa diferença gerou um descasamento suportado por Furnas, sendo que a própria Lei 12.111/2009 autorizou o repasse de parte desse diferencial nas tarifas dos consumidores nos anos posteriores (de 2013 a 2015).

exposição da usina ao mercado de curto prazo. Assim, a entrada desse tipo de contrato no portfólio da distribuidora trouxe maior volatilidade às tarifas.

De 2013 até 2017, os novos CCGF foram sendo incorporados ao portfólio das distribuidoras. Porém, a partir de novembro de 2015 os contratos não eram mais oriundos da renovação antecipada das concessões, mas sim dos primeiros processos de licitação das concessões, cujos concessionários, à época da MP 579, não aceitaram a proposta de renovação antecipada.

Como parte do processo de licitação, os empreendedores interessados deveriam pagar uma outorga à União. O valor dessa outorga foi incorporado ao preço dessa energia, que passou a compor o portfólio das distribuidoras a preços da ordem de R$125/MWh[36]. Ainda que fossem maiores do que os preços registrados para os primeiros CCGF, esses preços eram, porém, inferiores ao preço médio de compra das distribuidoras à época, contribuindo para a redução do custo de compra de energia.

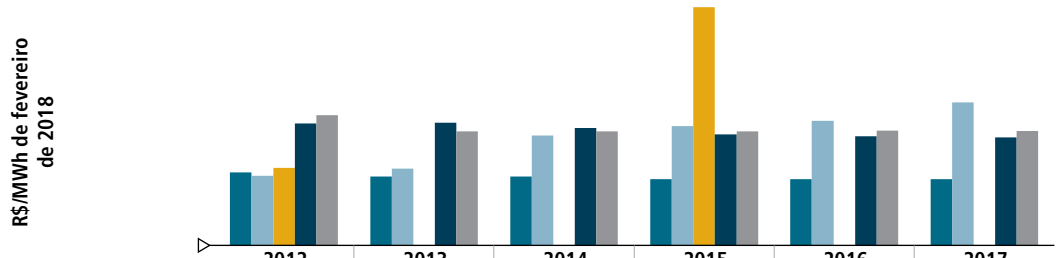
Além disso, alguns contratos bilaterais se encerraram nesse período. Como esses contratos são antigos e sobre seus valores incide algum tipo de correção monetária, usualmente seus preços são mais elevados do que o preço médio de compra de energia da distribuidora[37]. Assim, o término desses contratos e a recontratação de seus volumes, via leilões, fez com que o custo da energia existente fosse menor para os consumidores.

O último movimento significativo, ocorrido no portfólio das distribuidoras, foi o aumento da participação dos contratos de energia nova, a preços seguidamente mais competitivos.

Os leilões de novos empreendimentos podem ser realizados sob a forma de "Leilão de Energia Nova"[38], "Leilão de Fontes Alternativas"[39] ou mesmo "Leilão de Projetos Estruturantes"[40]. O gráfico a seguir mostra a evolução dos preços médios dos contratos oriundos de leilões, entre 2012 a 2017. Os valores foram corrigidos pelo IPCA, desde a data de realização do leilão até a data-base de fevereiro de 2018.

36. Esse preço ainda não inclui impostos e a Compensação Financeira pelo Uso dos Recursos Hídricos (CFURH). Considerando esses itens, o preço ao consumidor foi da ordem de R$ 135/MWh. Fonte: GOVERNO DO BRASIL, 2015.
37. Exemplo representativo dessa realidade é o término do contrato bilateral entre a AES Tietê e a AES Eletropaulo, ao final de 2015. Era um contrato de pouco mais de 1.200 MW med que, na data de seu encerramento, custava cerca de R$ 217/MWh. Fonte: AES TIETÊ, 2016.
38. Previstos na Lei 10.848/2004, são leilões cuja finalidade é atender ao aumento de carga das distribuidoras, através da contratação de usinas que ainda serão construídas.
39. Regulamentados pelo Decreto 6.048/2007, são leilões específicos para empreendimentos de fontes renováveis alternativas: eólica, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e solar.
40. Previstos no artigo 19 do Decreto 5.163/2004, são leilões para a contratação de projetos de geração indicados por resolução do Conselho Nacional de Política Energética e aprovados pelo presidente da República, dado seu caráter estratégico e o interesse público.

Figura 8 – Preços médios dos contratos oriundos de leilões, que constam do portfólio de contratos das distribuidoras nos anos de 2012 a 2017



	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Projetos Estruturantes	142	134	134	129	129	129
Energia Existente	135	150	214	232	243	279
Leilão de Ajuste	151	-	-	464	-	-
Energia Nova	238	239	229	216	213	210
Fontes Alternativas	254	222	222	222	224	223

Fonte: PSR, a partir de dados da (CCEE, 2018).

É possível observar que os novos empreendimentos de geração agregaram ao portfólio das distribuidoras contratos com preços cada vez menores, entre 2012 e 2017. Assim, com a entrada de volumes cada vez maiores de energia nova a preços mais baixos, o preço médio de compra de energia das distribuidoras foi reduzido.

Até o momento, com exceção dos contratos de energia nuclear, todos os movimentos discutidos contribuíram para a redução do custo de compra de energia, o que contradiz a informação da Figura 6. Nesse sentido, faz-se necessário discutir o incremento nos custos variáveis dos contratos e da exposição no mercado de curto prazo.

1.3.1.2 Incremento dos custos variáveis

No rol de custos que uma distribuidora precisa arcar e que possuem cobertura por meio da receita arrecadada com as tarifas, constam alguns itens que não possuem um valor total conhecido *ex-ante*, pois, sua materialização depende majoritariamente das condições do sistema e, em última instância, dos preços no mercado de curto prazo, também conhecidos como Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Por essa razão, ao incorporá-los às tarifas no momento do reajuste, a Aneel realizava[41] uma projeção desses gastos. Esse conjunto de custos é listado a seguir:

- custos (ou receitas) da liquidação, no mercado de curto prazo, dos contratos por disponibilidade;
- custos variáveis de operação das térmicas contratadas por disponibilidade;
- custos (ou receitas) da liquidação no mercado de curto prazo dos contratos de cota de garantia física;

41. Esse procedimento passou por mudanças após a implantação da Bandeira Tarifária, em 2015.

- custos (ou receitas) da liquidação no mercado de curto prazo dos contratos com hidrelétricas com risco hidrológico repactuado;
- custos (ou receitas) da liquidação no mercado de curto prazo da exposição ou sobra contratual da distribuidora;
- oscilações do câmbio na tarifa de Itaipu;
- encargo de serviços do sistema; e
- encargo de energia de reserva.

Desde outubro de 2012, devido ao baixo nível de armazenamento dos reservatórios, as térmicas vinham sendo despachadas na base[42], ainda que, em alguns momentos, esse acionamento tenha sido fora da ordem de mérito econômico. Esse panorama se manteve entre 2013 e 2015, e trouxe três consequências:

- **Aumento dos custos com os contratos por disponibilidade**: quando as usinas são chamadas a gerar por ordem de mérito econômico, os consumidores arcam com os custos variáveis de operação da usina e eventuais montantes de geração acima do volume contratado são liquidados em favor dos consumidores.
- **Aumento dos custos com o Encargo de Serviços do Sistema**: quando as térmicas são despachadas fora da ordem de mérito econômico, os consumidores arcam com as despesas de operação que superam as receitas oriundas da liquidação dessa energia no mercado de curto prazo.
- **Aumento das despesas com o "risco hidrológico"**: com o aumento da geração térmica, houve uma redução no volume de geração hídrica no sistema, e com isso a geração hídrica passou a ser inferior à garantia física total das usinas hidrelétricas. Como, em última instância, garantia física é o volume máximo que pode ser vendido em contratos pelas usinas, isso gerou uma exposição das usinas hidrelétricas[43] ao mercado de curto prazo (efeito chamado de risco hidrológico). Com o acúmulo de resultados financeiros negativos no mercado de curto prazo, os geradores hidrelétricos entraram com liminares judiciais questionando o pagamento do risco hidrológico, alegando que, mais do que o risco hidrológico "puro", o desequilíbrio observado no MRE era fruto de problemas decorrentes de falhas de planejamento e da regulação[44].

42. Despacho na Base: Definição, pelo ONS, da quantidade de energia que uma usina irá gerar em um determinado momento, para atender de forma continua uma determinada carga.
43. As usinas hidrelétricas participam do Mecanismo de Realocação de Energia, por meio do qual cada hidrelétrica recebe, para lastrear seus compromissos contratuais, não sua geração física (severamente afetada pela hidrologia e pelas decisões de despacho do operador do sistema), mas um *crédito de energia*, que nada mais é do que uma fatia da geração hidrelétrica total do sistema. A premissa subjacente é de que a geração total hidrelétrica é mais estável que as gerações individuais das usinas, o que daria créditos de energia mais estáveis para as hidrelétricas, ajudando-as a minimizar sua exposição ao mercado de curto prazo.
44. Exemplos: a importação de energia sem garantia física, os atrasos em linhas de transmissão, a motorização de grandes usinas hidrelétricas, a geração térmica fora da ordem de mérito e a geração da energia de reserva.

Com a obtenção das liminares, a liquidação do mercado de curto prazo ficou prejudicada. Visando reverter essa situação, ainda em 2015, o governo propôs a chamada "Repactuação do Risco Hidrológico"[45], que consistia em oferecer alguns benefícios aos geradores hidrelétricos, desde que, para isso, eles retirassem as liminares e pagassem um prêmio de seguro contra as exposições ao mercado de curto prazo. Todos os geradores hidrelétricos que aderiram à proposta de repactuação do risco hidrológico tinham contratos com as distribuidoras de energia[46]. Dessa forma, para esses contratos (além dos CCGFs e de Itaipu), os consumidores passaram a arcar com o risco hidrológico envolvido.

Outro efeito significativo foi decorrente do desbalanceamento entre demanda e contratos no portfólio contratual das distribuidoras. Ao propor, via MP 579, a alternativa de renovação antecipada das concessões, o governo contava com a adesão integral dos geradores, o que disponibilizaria um volume significativo de energia ao mercado cativo, via CCGF, tornando desnecessária a realização, ao final de 2012, do leilão de energia existente, que buscaria renovar o volume de contratos que estavam expirando naquele ano. Mas, conforme já mencionado, nem todos os geradores aceitaram a proposta de renovação antecipada. Como resultado, as distribuidoras iniciaram 2013 descontratadas.

Ao longo de 2013, o governo realizou um leilão para aquisição de energia, a fim de minimizar a exposição contratual, mas o leilão A-0 (para entrega de energia ainda em 2013) não teve ofertantes já que o preço teto era inferior às expectativas do mercado para os preços de energia no mercado de curto prazo (e por consequência, no mercado livre). Isso fez com que as distribuidoras ficassem involuntariamente[47] expostas no mercado de curto prazo ao PLD, ao longo de 2013.

Como o déficit contratual de 2013 não havia sido resolvido, ele persistiu em 2014. Além disso, com a piora das condições de armazenamento do sistema e a incorporação de mecanismo de aversão ao risco[48] na formação do preço de curto prazo, a partir de janeiro de 2014, o PLD sofreu uma forte elevação, aumentando assim as despesas com a compra de energia no mercado de curto prazo.

A solução para a exposição contratual veio em 2014. O governo realizou, desta vez com sucesso, dois leilões: o primeiro, um A-0 (para entrega da energia ainda em 2014) e o segundo, um A-1 (para entrega da energia já em 2015). No entanto, como as perspectivas

45. Lei 13.203/2015.
46. Os geradores que possuíam apenas contratos no mercado livre não aderiram à proposta, após avaliarem a relação custo x benefício das contrapartidas e benefícios (diferentes daquelas oferecidas aos geradores com contratos no ACR).
47. O caráter da exposição contratual é "involuntário", quando as distribuidoras tomam todas as ações regulatórias possíveis para adquirir energia – mas ainda assim a exposição permanece. No caso em tela, as distribuidoras nada puderam fazer, uma vez que a decisão de não realizar o leilão fora do governo.
48. Mecanismo de Aversão ao Risco de Racionamento - Instrumento criado para sinalizar a possibilidade de falta de energia em um horizonte de dois anos. O mecanismo altera a formação de preço da energia em função do risco de racionamento. Quanto maior o risco, maior o preço. O risco de racionamento é calculado com base no nível de água dos reservatórios em relação ao previsto na curva de segurança.

de preços no mercado de curto prazo estavam altas, os leilões só foram atrativos para os ofertantes porque os preços-teto foram elevados. Ao final, a energia nesses leilões foi comercializada a preços da ordem de 200-270 R$/MWh (a preços da época).

Se em 2013 e 2014 a situação era de subcontratação, de 2015 a 2017 a situação foi inversa. Com o fraco desempenho da economia do país, o crescimento da carga apresentou uma desaceleração significativa. Em conjunto com um modelo de contratação de energia nova, que prevê a entrada de novos projetos com o mínimo de três anos de antecedência, baseado em uma *expectativa* de crescimento da carga (que tem por trás a premissa de crescimento da economia), essa situação levou à entrada de novos contratos no portfólio das distribuidoras, sem que elas necessitassem dessa energia, naquele momento.

Como existe uma tolerância de repasse para as tarifas de até 5% de sobras contratuais, os consumidores passaram a arcar com esses custos, mas como contrapartida, recebem as receitas decorrentes da liquidação dessas sobras no mercado de curto prazo[49]. As sobras que superaram esse patamar tiveram os custos arcados pelos acionistas das distribuidoras.

Por fim, também em 2015, por conta da situação econômica do país, a taxa de câmbio dólar-real havia aumentado significativamente, impactando os custos do contrato de Itaipu, cujo preço é dolarizado, mas é convertido para Reais, para fins de incorporação nas tarifas das distribuidoras.

Em setembro de 2012, no anúncio da MP 579, o governo não percebeu plenamente – e/ou não deixou claro – que as medidas adotadas afetavam uma parcela *estrutural* dos custos com energia elétrica e que ainda era possível que algum efeito *conjuntural* levasse a uma redução tarifária inferior à prometida.

A falta de clareza sobre os componentes estruturais e conjunturais da tarifa tornou o governo vulnerável a críticas de que a redução não seria sustentável. Entretanto, quando do anúncio em janeiro de 2013, o governo reafirmou, em cadeia de televisão, que a redução seria alcançada, *independentemente* dos aspectos conjunturais.

Dado que a regulamentação previa a incorporação de custos conjunturais – tais como a exposição ao mercado de curto prazo e os custos de operação das térmicas contratadas por disponibilidade – às tarifas das distribuidoras, na época da revisão ou de reajuste tarifário, a única maneira de manter a redução prometida, mesmo com os fortes gastos registrados em 2013 e 2014, seria *por meio de subsídios*. Adicionalmente, havia o risco

49. Mercado de Curto Prazo – MCP: Denominação do processo em que se procede à contabilização e liquidação financeira das diferenças apuradas entre os montantes de energia elétrica seguintes: a) contratados, registrados e validados pelos agentes da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, cujo registro tenha sido efetivado pela Câmara; e b) de geração ou de consumo efetivamente verificados e atribuídos aos respectivos agentes da CCEE.

de "quebra" das distribuidoras, devido à pressão financeira para a absorção dos custos conjunturais até as respectivas datas de revisão/reajuste.

Assim, para evitar esse risco de "quebra" e manter a redução prometida, foi feito um aporte *adicional* de bilhões de reais do Tesouro à CDE em 2013, para que esses recursos fossem repassados às distribuidoras. O governo determinou que esses subsídios fossem posteriormente ressarcidos pelas distribuidoras (logo, pelos consumidores) em cinco parcelas a partir de 2015, via aumento de tarifas. Não estava previsto o pagamento de juros por esse empréstimo, apenas correção monetária.

Em 2014, mais uma vez, o repasse às tarifas foi amortecido, desta vez por meio de uma operação que autorizou a criação da Conta-ACR[50], por meio da qual a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) contrataria empréstimos com instituições privadas, repassando os recursos às distribuidoras na sequência. Nos mesmos moldes que o empréstimo do Tesouro Nacional feito no ano anterior, os recursos captados, via Conta-ACR, seriam devolvidos pelas distribuidoras (consumidores) a partir de 2015, em cinco parcelas, via aumento de tarifas. Diferentemente do empréstimo concedido pelo Tesouro, este previa a incidência de juros equivalentes ao CDI,[51] acrescido de um spread médio de 2,74% a.a.

No início de 2015, as distribuidoras tiveram que lidar com um aumento nos custos com a energia contratada nos leilões de energia existente e com a devolução dos empréstimos feitos, via Tesouro Nacional[52].

O Tesouro Nacional já não possuía recursos para fazer aportes na CDE, o que elevou o valor do encargo para os consumidores. O somatório desses fatores motivou o pedido, por parte das distribuidoras, de uma Revisão Tarifária Extraordinária (RTE). Como não havia mais previsões de aportes externos de recursos às distribuidoras, a Aneel acatou o pedido e, ao final de fevereiro de 2015, procedeu à RTE[53]. Por essa razão, a Figura 5 e a Figura 6 mostram uma forte elevação nos custos, entre dezembro de 2014 e maio de 2015.

Em resumo, pode-se afirmar que o custo de compra de energia dos consumidores cativos, nos últimos anos, foi significativamente influenciado por intervenções regulatórias e pelo desequilíbrio sistêmico entre oferta e demanda.

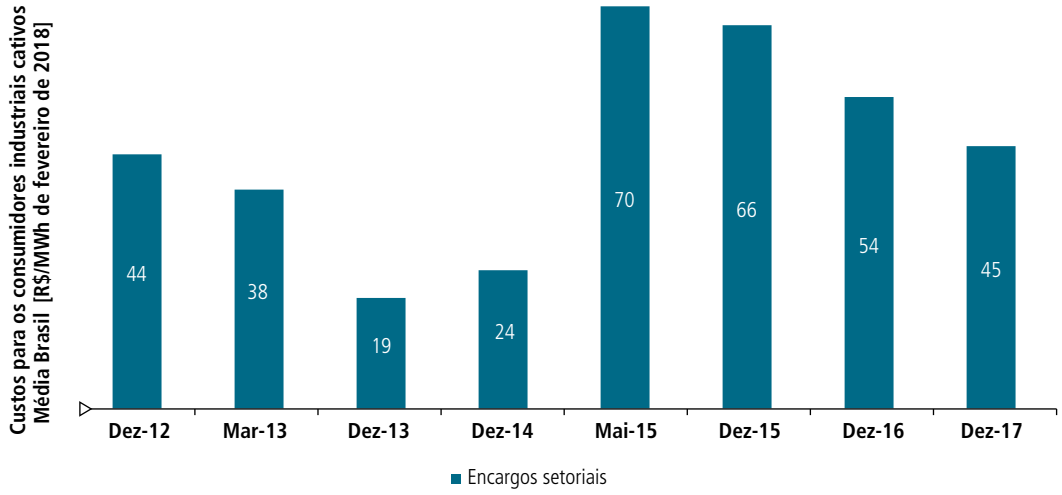
50. Decreto 8.221, de 1º de abril de 2014.
51. Certificado de Depósito Interbancário: taxa aplicada nos títulos de mesmo nome, emitidos por instituições financeiras para empréstimos de curtíssimo prazo (tipicamente um dia) entre as instituições.
52. O início da devolução dos empréstimos feitos, via Conta-ACR, ocorreria mediante aumentos tarifários, quando da realização dos processos de revisão ou reajuste tarifário em 2015.
53. Resolução Homologatória 1.858, de 27 de fevereiro de 2015.

1.3.2 Encargos setoriais

O gráfico a seguir é um extrato da informação apresentada na Figura 5, onde destacamos apenas a componente 'Encargos Setoriais' paga pelos consumidores industriais cativos. Esses valores são equivalentes aos custos pagos pelos consumidores industriais que estão no mercado livre, dado que esses encargos são pagos por todos os consumidores, independentemente do ambiente de contratação em que se encontram.

Figura 9 – Custos médios dos encargos setoriais para os consumidores industriais cativos do Brasil

Os valores foram corrigidos por IPCA para a data-base de fev/18



Fonte: PSR, a partir dos dados da (Aneel, 2018a; 2018b).

Nessa rubrica estão somados os seguintes encargos:

- Programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D): encargo setorial cujo objetivo é arrecadar recursos para promover projetos de pesquisa e desenvolvimento no setor elétrico, além de projetos de eficiência energética.
- Taxa do Operador Nacional do Sistema (ONS): arrecada parte do orçamento necessário ao custeio das atividades do operador.
- Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE): arrecada os recursos necessários para o custeio das atividades da Aneel.
- Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (Proinfa): encargo setorial cujo objetivo é arrecadar recursos necessários ao custeio da contratação das usinas a biomassa, eólicas e pequenas centrais hidrelétricas contratadas no âmbito do Programa.
- Encargo de Energia de Reserva (EER): arrecada a receita necessária à cobertura da diferença entre a receita fixa das usinas contratadas como reserva do sistema e a receita obtida, ao liquidar toda a sua geração no mercado de curto prazo.

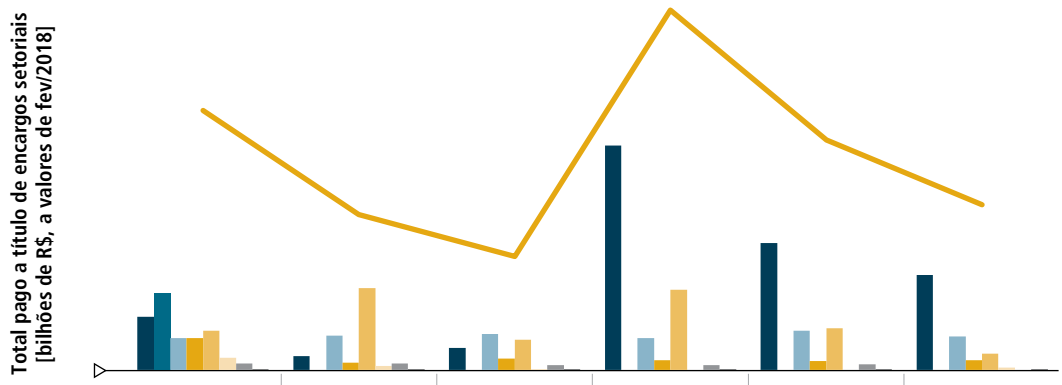
- Encargo de Serviços do Sistema (ESS): arrecada os recursos necessários ao pagamento dos custos incorridos na manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema elétrico, não incluídos no preço de curto prazo. O exemplo mais significativo desse tipo de custo é o acionamento de térmicas fora da ordem de mérito econômico, por razões de segurança energética.
- Reserva Global de Reversão ("RGR"): visava arrecadar recursos para o pagamento dos ativos ainda não depreciados, no momento do término da concessão e reversão dos ativos para a União. Após a RTE de janeiro de 2013, quando passaram a valer as alterações trazidas pela MP 579, essa rubrica foi extinta da tarifa das distribuidoras de energia, das transmissoras e geradoras, cuja concessão foi renovada nos moldes da MP 579.
- Conta de Consumo de Combustíveis ("CCC"): visa subsidiar o custo de geração de energia nos sistemas não interligados ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Após a RTE, de janeiro de 2013, quando passaram a valer as alterações trazidas pela MP 579, essa rubrica foi extinta, mas seus custos passaram a compor o rol de despesas da CDE.
- Conta de Desenvolvimento Energético ("CDE"): arrecada os recursos para custear os diversos subsídios tarifários do setor elétrico. Como exemplos, podemos mencionar o custo de geração de energia nos sistemas isolados, além do subsídio tarifário aos consumidores de baixa renda e aos consumidores e geradores incentivados.

O gráfico a seguir mostra os valores pagos dentro do setor elétrico, de 2012 a 2017, para cada uma das rubricas mencionadas[54]. Os valores foram corrigidos pelo IPCA para a data-base de fevereiro de 2018.

54. Não foram localizados dados para o encargo P&D.

Figura 10 – Valores pagos dentro do setor elétrico a título de encargos setoriais

Os valores foram corrigidos por IPCA para a data-base de fev/18



	2012	2013	2014	2015	2016	2017
CDE	5,4	1,4	2,2	22,7	12,8	9,6
CCC	7,8	-	-	-	-	-
Proinfa	3,2	3,5	3,6	3,2	3,9	3,4
RGR	3,2	0,8	1,1	1,0	0,9	1,0
ESS	3,9	8,2	3,1	8,1	4,2	1,6
EER	1,2	0,4	0,1	-	-	0,2
TFSEE	0,7	0,6	0,5	0,5	0,5	-
Taxa ONS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	25,4	14,9	10,7	35,6	22,4	15,9

Fonte: PSR, a partir de dados da Aneel [6 e 7][55], CCEE [8][56] e Controladoria Geral da União [9][57].

O primeiro item que vale destacar é que o comportamento do valor unitário médio pago pelos consumidores industriais cativos, a título de encargos setoriais (Figura 9), é similar à linha em vermelho da Figura 10, que consolida o valor total de encargos setoriais pago no setor elétrico.

O item de destaque da Figura 10 é que os encargos CCC e RGR sofreram mudanças substanciais a partir de 2013: a CCC foi extinta (na verdade, esse subsídio passou para a rubrica CDE), e a RGR passou a não mais ser cobrada das distribuidoras, transmissoras e geradoras que renovaram as concessões no âmbito da MP 579, provocando queda na arrecadação.

O último item que merece a atenção no período analisado é que os encargos que mais pesaram na composição da rubrica "Encargos Setoriais" foram a CDE, seguida pelo ESS.

1.3.2.1 O Encargo de Serviços do Sistema

Desde outubro de 2012, devido ao baixo nível de armazenamento dos reservatórios, as térmicas vinham sendo despachadas na base, porém fora da ordem de mérito, panorama que se manteve ao longo de 2013. Ainda que o modelo computacional não indicasse a necessidade de despacho de térmicas, o operador do sistema optava por

55. Dados da CDE, da CCC, do Proinfa, da Taxa do ONS e da TFSEE.
56. Os valores de ESS e EER.
57. Dados da RGR.

despachá-las para garantir a segurança de abastecimento, o que fez com que o gasto com o acionamento dessas térmicas não aparecesse refletido no preço de curto prazo. Essa diferença é coberta via ESS, pela rubrica chamada "segurança energética".

Logo, em 2013 houve uma forte elevação do ESS. Entretanto, a incorporação desses gastos, nas tarifas das distribuidoras, não foi percebida pelo consumidor cativo no referido ano. Isso só foi possível porque o empréstimo concedido pelo Tesouro Nacional, em 2013, também serviu para cobrir os gastos com ESS a que as distribuidoras faziam frente.

É importante destacar que os consumidores livres, por pagarem esse encargo diretamente à CCEE, arcaram com a alta dos custos quando ela ocorreu.

Em 2013, no auge das preocupações com a segurança de abastecimento e do aumento do ESS, o governo emitiu, sem qualquer aviso prévio, por meio do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) a Resolução CNPE 03. Essa resolução trouxe duas medidas de profundo impacto na formação do ESS:

- ficou determinado que, a partir de 2014, haveria uma modificação nos modelos computacionais utilizados pelo ONS para cálculo da política operativa e dos custos marginais de curto prazo, utilizados para formar o PLD. De uma maneira simplificada, esses modelos passariam a incorporar um mecanismo de aversão a risco, cujo resultado esperado era o acionamento de térmicas com maior antecedência aos cenários hidrológicos adversos. O raciocínio do governo era que, ao incorporar estes procedimentos no cálculo da política, os custos marginais de curto prazo aumentariam o suficiente para pagar os acionamentos de segurança e, com isso, desapareceria a pressão do ESS; e
- a outra medida no âmbito da Resolução CNPE 03 foi a determinação de que, entre março e julho de 2013, a repartição de cerca de metade do ESS seria feita entre geradores, comercializadores e distribuidores[58]. Essa determinação causou perplexidade, porque os geradores térmicos acionados por segurança operativa não têm qualquer compensação monetária por essa operação, sendo somente ressarcidos pelos gastos com combustível. Portanto, eles são claramente os "benfeitores", não "beneficiários", do procedimento de segurança, o que tornou estranho que fossem cobrados. No final, esses agentes obtiveram liminares na justiça contra os pagamentos.

Com a incorporação do mecanismo de aversão ao risco no preço, em 2014, foi possível observar, de fato, uma redução nos valores pagos por ESS.

58. A outra metade seria paga pelos agentes com exposição no mercado de curto prazo, através de um ajuste nos preços de curto prazo (PLD), conhecido como PLD1-PLDFinal. De maneira simplificada, o esquema PLD1-PLDFinal faz com que o montante da demanda paga no curto prazo seja maior do que o montante que os geradores recebem (em condições normais, esses montantes são iguais). A diferença entre pagamento e recebimento é usada para compensar o ESS.

Com o aumento do PLD e com os fortes gastos percebidos pelos agentes expostos ao mercado de curto prazo – distribuidoras inclusive – houve fortes preocupações sobre a capacidade de esses agentes suportarem esse patamar de gastos no ano seguinte. Essa foi a principal motivação que levou a Aneel a rever o valor teto do PLD para 2015: de R$ 822,80 por MWh, o teto do PLD caiu para R$ 388,48 por MWh, em janeiro de 2015.

Essa ação teve como consequência a anulação da redução do ESS, registrada no ano anterior. Como o mecanismo de aversão a risco na formação de preço manteve o despacho térmico por ordem de mérito econômico, houve o crescimento de uma rubrica do ESS pouco conhecida: ESS por despacho na ordem de mérito econômico de térmicas com Custo Variável Unitário (CVU) superior ao PLD teto.

Entre 2016 e 2017, foi observada uma redução nos montantes pagos a título de ESS. Essa redução é fruto do menor acionamento de térmicas, decorrente do aumento no nível de armazenamento dos reservatórios, da entrada de nova oferta e da desaceleração no ritmo de crescimento da demanda por energia, dadas as condições econômicas desfavoráveis que o País estava atravessando.

1.3.2.2 A Conta de Desenvolvimento Energético

A Conta de Desenvolvimento Energético é um encargo setorial que agrupa os custos associados a políticas de concessão de incentivos e subsídios a agentes do setor elétrico. Até a edição de Lei 12.783/2013 (conversão da MP 579 em lei) o valor do encargo ao consumidor era definido basicamente por um valor unitário estabelecido no passado, corrigido pela inflação e pelo crescimento de mercado. A partir de 2013, o valor do encargo ao consumidor passou a ser a diferença entre todas as despesas que o encargo deve cobrir e todas as receitas previstas.

Fazem parte do rol de despesas do encargo:

- programa Luz para Todos (universalização do serviço de energia elétrica);
- subsídios à classe de consumo denominada Baixa Renda;
- subsídios a usinas movidas a carvão mineral nacional;
- subsídios tarifários concedidos a determinados agentes de consumo, como consumidores da classe rural e consumidores/geradores incentivados[59];
- custeio de atividades de estudo e pesquisa do Ministério de Minas e Energia (MME); e
- conta de Consumo de Combustíveis (CCC).

59. São geradores incentivados: usinas de tecnologia solar, eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa e cogeração qualificada. Esses geradores ganham um desconto em parte de sua tarifa de transporte de energia e estendem esse desconto aos consumidores livres, para os quais vendem sua energia (consumidores incentivados).

Como já dito, a CCC era um encargo separado, que, após a MP 579, passou a pertencer ao rol de despesas da CDE. A CCC é o subsídio concedido aos consumidores dos sistemas isolados, que, de outra forma, teriam que arcar com o elevado custo de geração de energia nesses sistemas. Ela é apurada pela diferença entre o Custo Total de Geração (CTG) dos sistemas isolados e o custo que essa energia teria, caso estivesse sendo produzida/comercializada no sistema interligado (a esse custo, dá-se o nome de custo médio de energia nos sistemas interligados).

O CTG, por sua vez, é formado pelo custo dos combustíveis necessários à geração de energia, o custo com a geração própria das concessionárias que atendem a sistemas isolados, o custo de contratação de potência e energia nesses sistemas e, por fim, o custo com aluguel de máquinas.

Por outro lado, fazem parte do rol de receitas da CDE:

- recursos obtidos com o pagamento de Uso do Bem Público;
- recursos arrecadados com o pagamento de multas;
- recursos aportados pelo Tesouro Nacional[60]; e
- eventuais saldos positivos remanescentes.

Devido à implementação das alterações trazidas pela MP 579 e decretos posteriores, a CDE reduziu seu valor em cerca de 75%,[61] em 2013. Esse valor permaneceu baixo em 2014, mas, em 2015, quando o Tesouro Nacional não dispunha mais de recursos para aportar como receita do encargo, os consumidores perceberam um aumento de 940% nas cotas a pagar. Esse aumento também foi um dos motivadores do pedido de Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) das distribuidoras em fevereiro de 2015.

De 2015 em diante, o valor do encargo pago pelos consumidores foi reduzido, como consequência dos cortes de despesas que a Aneel vem promovendo, a título de fiscalização das despesas reembolsadas pela CCC ou em função da ineficiência técnica e econômica nos itens de custo dos sistemas isolados.

Parte desses critérios de eficiência foram abrandados pela Lei 13.299/2016, que montou um arcabouço legal para auxiliar no processo de recuperação econômica das concessões de distribuição da região Norte, sob a responsabilidade da Eletrobras. Além disso, os cortes promovidos a título de fiscalização vêm sendo questionados judicialmente e ainda não é certa sua manutenção.

Outro item preocupante é o volume de subsídios tarifários. A tabela a seguir apresenta os valores dos subsídios pagos pela CDE entre 2013 e 2017. Cabe destacar que esses subsídios, que favorecem determinados segmentos de consumidores, são pagos por

60. Como já mencionado, devido à situação fiscal do país, o Tesouro parou de fazer aportes à conta desde 2015.
61. (1,4 – 5,4)/5,4.

todos os consumidores de energia do País, constituindo-se em um tipo de subsídio dito "cruzado".

Tabela 1 – Subsídios Tarifários pagos pela CDE

Subsídios nas tarifas de distribuição (bilhões de R$)	2017*	2016	2015	2014	2013	CAGR**
Consumidores incentivados	1,21	1,05	0,95	0,72	0,59	21%
Geradores incentivados	0,17	0,23	0,22	0,16	0,11	27%
Consumidores irrigantes	0,57	0,65	0,49	0,54	0,41	17%
Água, esgoto e saneamento	0,52	0,69	0,67	0,50	0,47	14%
Consumidores rurais	1,90	2,63	2,77	1,96	1,71	15%
Distribuidoras	0,49	0,63	0,56	0,39	0,31	26%
Consumidores de baixa renda	1,35	2,24	2,14	2,34	1,85	7%
Total	**6,21**	**8,13**	**7,80**	**6,62**	**5,44**	**14%**

* Valores até setembro

** Média anual de 2013 a 2016

Fonte: Aneel, 2017a.

Como se pode observar, de 2013 a 2016 (último ano civil para o qual se dispõe de informação de janeiro a dezembro) a taxa de crescimento média anual foi de 14%. Na composição dessa taxa de crescimento, chamam a atenção os seguintes subsídios:

- subsídio aos consumidores rurais: esse é, em termos absolutos, o subsídio mais representativo, com taxa de crescimento média anual de 15%;
- subsídio aos consumidores de baixa renda: em termos absolutos, é o segundo subsídio mais representativo, com taxa de crescimento média anual de 7%; e
- subsídios aos consumidores incentivados: a taxa de crescimento média anual é de 21% e, mesmo que 2017 ainda não tenha sido totalmente apurado, o valor em R$ do subsídio já superou o dos anos anteriores, fruto da forte onda de migração de consumidores, ocorrida no final de 2016 e ao longo de 2017, em função das tarifas elevadas no mercado cativo.

Em particular, o subsídio aos consumidores incentivados também tem a preocupação adicional de que, nos moldes atuais, crescerá sempre que houver migração de consumidores cativos para o mercado livre incentivado. A exemplo do ocorrido em 2016 e 2017, usualmente essa migração se dá em decorrência do aumento de tarifas no mercado cativo, também influenciado pelo crescimento de rubricas com a CDE. Em outras palavras, a política de concessão do subsídio favorece o crescimento do próprio valor do subsídio.

1.3.3 Custos de transporte

Os custos com a infraestrutura de transporte da energia resultam do somatório dos custos com a rede de transmissão e de distribuição. No Brasil, de maneira simplificada, a diferenciação entre transmissão e distribuição está no nível de tensão da rede: igual ou superior a 230 kV é sistema de transmissão, enquanto redes em nível de tensão inferior são consideradas redes de distribuição.

A rede de transmissão é de responsabilidade da empresa transmissora de energia que obteve a concessão para construir e operar determinado conjunto de ativos de transmissão. A obtenção dessa concessão, salvo os ativos pertencentes ao chamado Sistema Existente da Rede Básica (RBSE)[62], é feita via processo competitivo (leilão).

Como contrapartida à prestação desse serviço, as transmissoras recebem anualmente a RAP ofertada no processo competitivo, e os contratos de concessão possuem cláusulas de revisão e reajuste tarifário. Por sua vez, como os ativos RBSE não participaram de processo competitivo, seus concessionários recebem uma RAP, definida pela Aneel.

Já a rede de distribuição é de responsabilidade da empresa de distribuição de energia. Essa rede é expandida para garantir o atendimento aos consumidores da área de concessão da empresa, seja em termos de manutenção da qualidade de suprimento ou para atendimento a novas cargas.

Como contrapartida à prestação desse serviço, as distribuidoras recebem a chamada Parcela B, revista a cada quatro ou cinco anos nos processos de revisão tarifária. Nos demais anos (anos de reajuste tarifário), essa parcela é corrigida monetariamente, descontando-se o Fator X[63]. Cabe à Aneel a aprovação dos investimentos feitos em ativos de distribuição, que serão incluídos na base de remuneração da distribuidora no momento da revisão tarifária e que, portanto, passarão a receber remuneração e depreciação.

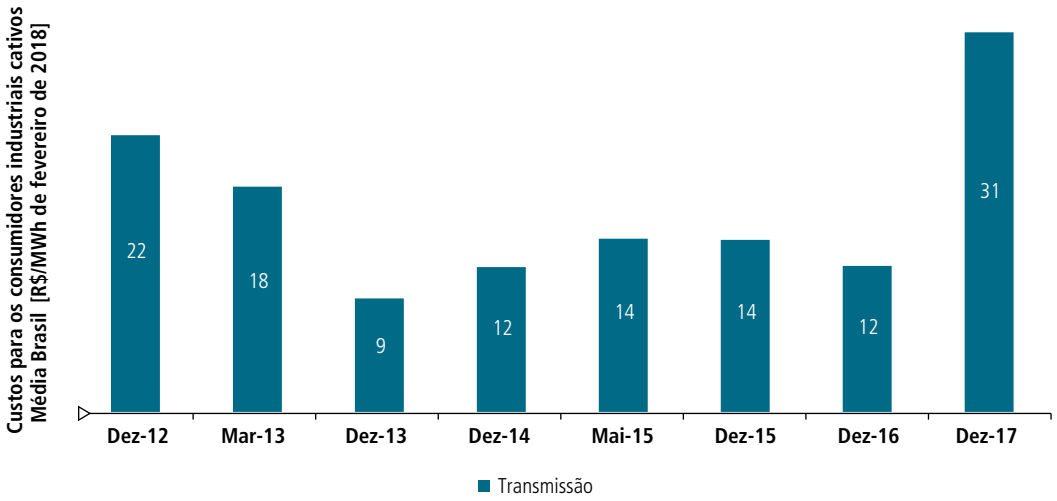
1.3.3.1 Transmissão

O gráfico a seguir é um extrato da informação apresentada na Figura 5, onde destacamos apenas a componente 'Transmissão', paga pelos consumidores industriais no mercado cativo. Assumindo que esse seja uma boa *proxy* dos custos pagos pelos consumidores industriais que estão no mercado livre, sobre essa parcela incidiria desconto de pelo menos 50%, no caso de um consumidor livre incentivado.

62. Ativos de transmissão que já existiam antes de 2000.
63. O Fator X busca capturar ganhos de produtividade das distribuidoras (através da componente Pd), incentivar a melhoria da qualidade do serviço e comercial (através da componente Q) e implementar a trajetória de custos operacionais regulatórios nas tarifas ao longo dos anos entre revisões (através da componente T).

Figura 11 – Custos médios da transmissão pagos pelos consumidores industriais cativos do Brasil

Os valores foram corrigidos por IPCA para a data-base de fev/18



Fonte: PSR, a partir dos dados da (ANEEL, 2018a; 2018b).

De maneira geral, é possível observar o efeito da MP 579 nas tarifas de transmissão ao longo de 2013. De 2014 até 2016, há uma elevação discreta – e até uma pequena redução nessas tarifas. Essa flutuação é decorrente da atual sistemática de cálculo das tarifas de transmissão, que pré-fixou os valores das tarifas dos geradores (e anualmente apenas corrige-as monetariamente), recalculadas as tarifas dos consumidores a cada ciclo tarifário. Ou seja, os consumidores absorvem as oscilações da RAP total do sistema.

Esse mesmo efeito explica a grande elevação observada em 2017, já que, a partir desse ano, foram incorporadas à RAP do sistema as chamadas "indenizações" da RBSE.

No momento em que as transmissoras deveriam decidir se aceitariam ou não a proposta da MP 579 de renovação antecipada das concessões, o governo se comprometeu a indenizar os ativos anteriores a 2000 que ainda não estivessem totalmente depreciados. Entretanto, não regulamentou como esse pagamento ocorreria.

Essa definição só ocorreu em 2016, quando o MME publicou portaria,[64] definindo as diretrizes para o pagamento das indenizações da RBSE. Como não havia mais saldo na RGR para pagar essas indenizações, a opção adotada foi a de retornar os ativos ainda não totalmente depreciados para a base de remuneração das transmissoras.

64. Portaria nº 120/2016, regulamentada pela Aneel através da Resolução Normativa nº 762/2017.

Em resumo, os efeitos do *imbróglio* das indenizações da RBSE para os usuários da Rede Básica decorrem de dois fatores:

- **Custo de Capital correspondente aos ativos que voltaram a compor a base de remuneração das transmissoras (efeito chamado de "econômico")**: a Aneel considerou que, em janeiro de 2013, as transmissoras deveriam ter direito a receber pelos ativos não depreciados (Base Líquida de Remuneração). Entretanto, para serem reincorporados à Base de Remuneração em julho de 2017, foi considerada a depreciação ao longo do tempo desses ativos. Uma vez que eles voltaram à Base, devem receber remuneração e quota de depreciação regulatória até o fim da vida útil contábil dos ativos. Estima-se que essa remuneração, mais a depreciação some R$ 26 bilhões.
- **O custo de capital não incorporado desde a prorrogação das concessões até julho de 2017 (efeito chamado de "financeiro")**: justamente como os ativos não compuseram a Base de Remuneração das transmissoras durante o período compreendido entre janeiro de 2013 até julho de 2017, a Aneel estimou o quanto as transmissoras deveriam ter recebido de remuneração e depreciação nesse período. Esse volume, remunerado pelo custo de capital próprio da transmissão (conforme comando da Portaria) está sendo pago em oito parcelas anuais, desde julho de 2017. Estima-se que esses montantes sejam da ordem de R$ 35 bilhões, a serem pagos pelos usuários da Rede Básica pelos próximos oito anos.

Sobre essa última parcela (remuneração pelo custo de capital) algumas associações de consumidores obtiveram liminar judicial, eximindo seus associados de pagar R$ 9 bilhões sobre o montante total de R$ 35 bilhões. Alegando dificuldades técnicas para realizar o cálculo em separado, a Aneel estendeu esse benefício a todos os usuários da Rede Básica.

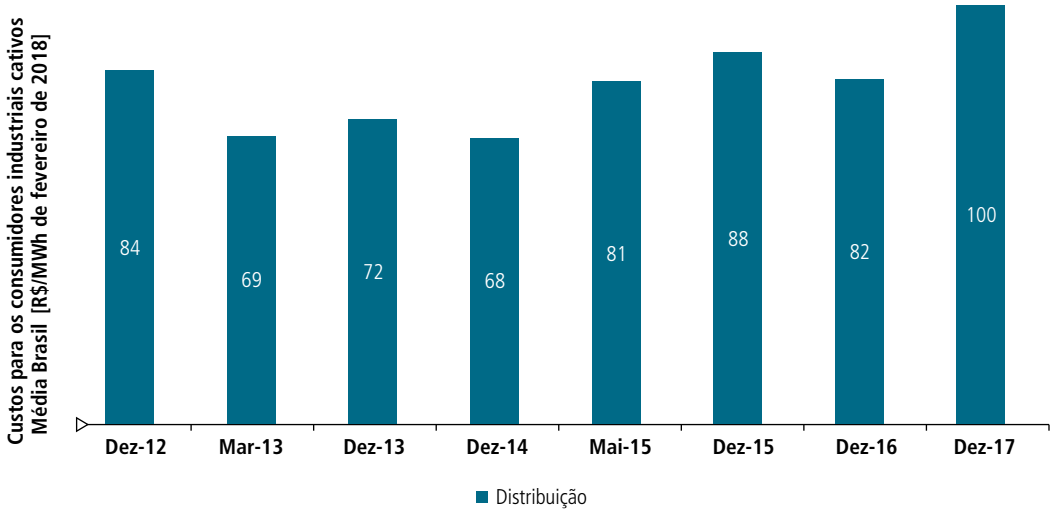
O resultado desses eventos pode ser observado no salto, entre 2016 e 2017, dos custos de transmissão, conforme se pode observar na Figura 11.

1.3.3.2 Distribuição

O gráfico a seguir é um extrato da informação apresentada na Figura 5, onde destaca-se a componente 'Distribuição', paga pelos consumidores industriais no mercado cativo. Assumindo que esse seja uma boa *proxy* dos custos pagos pelos consumidores industriais que estão no mercado livre, sobre essa parcela também incidiria o desconto de pelo menos 50%, no caso de um consumidor livre incentivado.

Figura 12 – Custos médios da distribuição pago pelos consumidores industriais cativos do Brasil

Os valores foram corrigidos por IPCA para a data-base de fev/18

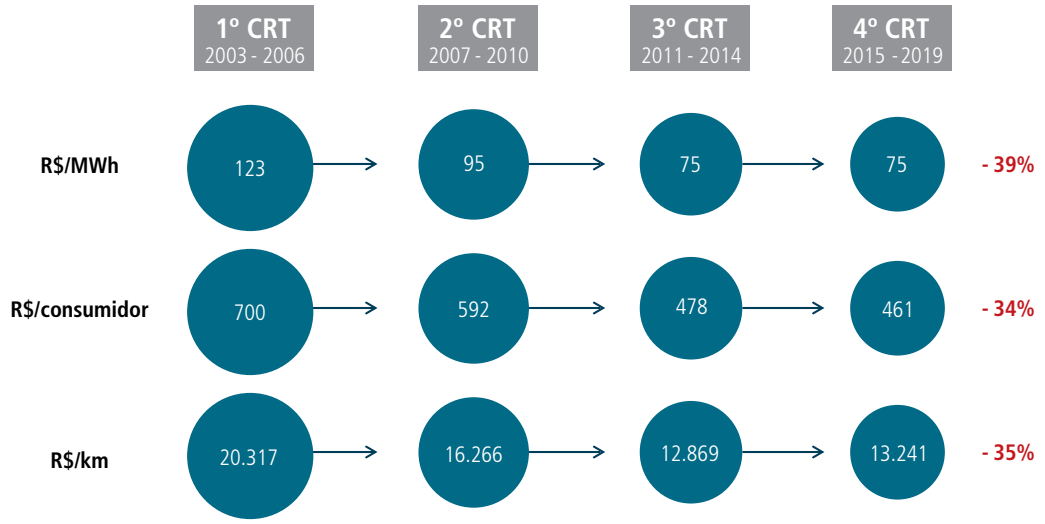


Fonte: PSR, a partir dos dados da (ANEEL, 2018a; 2018b).

Essa rubrica não foi afetada pelas medidas da MP 579, quando da renovação das concessões de distribuição, considerando que essa parcela já está periodicamente sujeita a revisões tarifárias, por meio das quais a Aneel busca extrair ganhos de produtividade das empresas, em favor da modicidade tarifária dos consumidores, O Poder Concedente entendeu que, na ocasião da definição das regras para renovação das concessões (que apenas se deu depois, em 2015, por meio do Decreto 8.461 de junho de 2015), não caberiam ações para reduzir esses custos. Em vez disso, está sendo exigido das concessionárias o atendimento a critérios de qualidade comercial e de serviço mais rígidos.

A figura a seguir mostra, em números, a razão pela qual não foram adotadas medidas para reduzir a margem das distribuidoras, no momento da renovação das concessões. Os valores apresentados são a margem (Parcela B) unitária média das distribuidoras de energia, definidas no momento de cada revisão tarifária. Até o momento já ocorreram quatro processos de revisão tarifária nas distribuidoras, aqui denominados Ciclos de Revisão Tarifária (CRT).

Figura 13 – Margem unitária média das distribuidoras do país



Fonte: PSR, a partir dos dados da (ANEEL, 2018b).

É possível perceber que, durante os três primeiros ciclos de revisão, a margem das distribuidoras foi reduzida. A razão para isso é que a metodologia de cálculo dos custos regulatórios, estabelecida pela Aneel, buscou incentivar a eficiência técnica e econômica das distribuidoras.

Por outro lado, do terceiro para o quarto ciclo, pode-se observar certa estabilidade das margens. Embora a metodologia em si não tenha sido alterada com relação ao ciclo anterior de revisões (terceiro ciclo), houve o abrandamento de alguns parâmetros. Como principal exemplo, podemos mencionar o aumento do custo médio ponderado de capital regulatório[65], também conhecido como WACC[66] no jargão do setor, que a Aneel utiliza para definir a remuneração regulatória dos ativos.

1.3.4 Passivos financeiros do setor

As distribuidoras de energia enfrentaram variações em seus custos por estarem expostas ao mercado de curto prazo entre 2013 e 2014. Para evitar a alta das tarifas, foram concedidos dois empréstimos às distribuidoras: um em 2013 (via Tesouro Nacional, totalizando R$ 11 bilhões) e outro em 2014 (via Conta ACR, totalizando R$ 21 bilhões), com pagamento a partir de 2015 em cinco parcelas, com término em 2020.

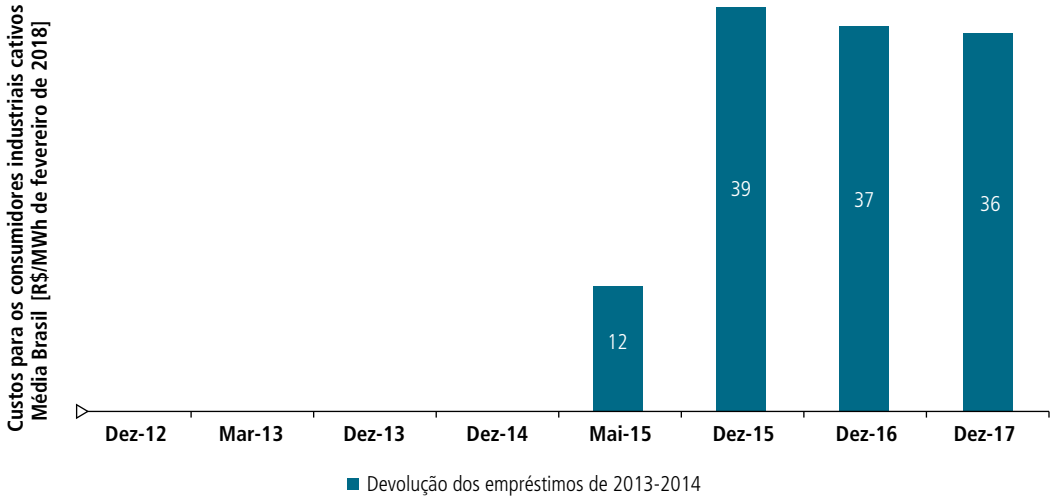
O gráfico a seguir é um extrato da informação apresentada na Figura 5, onde destaca-se apenas a componente "Devolução dos empréstimos de 2013 e 2014", paga pelos consumidores industriais no mercado cativo. Consumidores que estão no mercado

65. No terceiro ciclo, essa taxa era de 7,50%, e no quarto ciclo passou a ser de 8,09%. Todos os valores são reais, depois de impostos.
66. WACC = Weighted Average Cost of Capital.

livre não enxergam esse custo[67], uma vez que suas despesas variáveis (ESS e EER) foram pagas à época diretamente na CCEE, sendo o custo com a compra de energia é bilateralmente acordado nos contratos do mercado livre.

Figura 14 – Custo médio dos passivos financeiros pagos pelos consumidores industriais cativos do Brasil

Os valores foram corrigidos por IPCA para a data-base de fev/18



Fonte: PSR, a partir dos dados da (ANEEL, 2018a; 2018b).

Uma consulta às Resoluções Homologatórias da Aneel (ANEEL, 2016; 2015), que fixaram os repasses às tarifas do custo dos empréstimos, mostra que, para os empréstimos concedidos pela Conta-ACR (únicos a preverem o pagamento de juros, conforme visto em 2.3.1.2) cerca de 40% dos custos totais esperados até abril de 2020 (término do pagamento dos empréstimos) são devido aos juros, o que resulta em um montante da ordem de R$ 13,5 bilhões. Esses valores dão uma ideia do custo para o consumidor, decorrente da intervenção do governo.

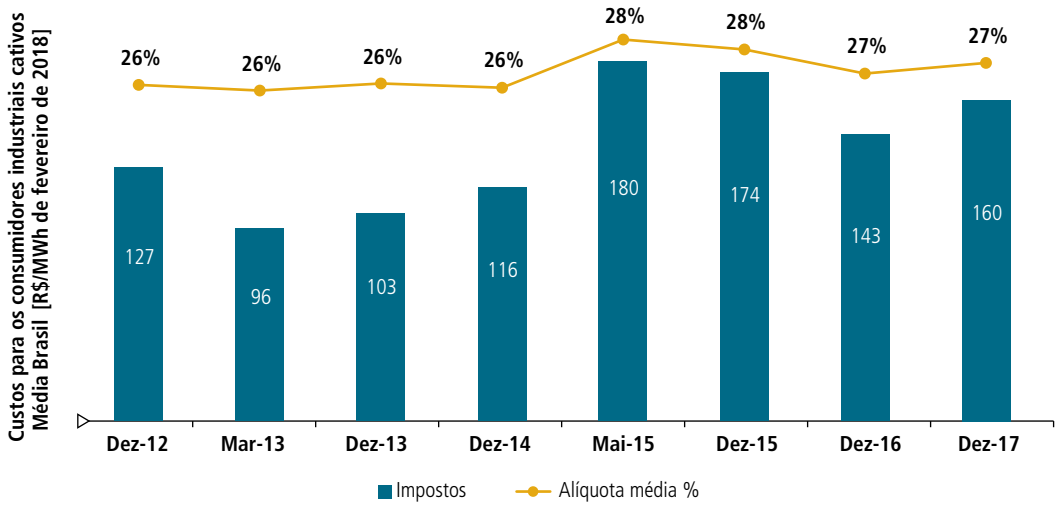
1.3.4.1 Impostos

Por fim, o gráfico a seguir é um extrato da informação apresentada na Figura 5, onde destacamos apenas a componente 'Impostos', paga pelos consumidores industriais no mercado cativo. Essa rubrica representa os gastos com PIS/Cofins (imposto federal) e ICMS (imposto estadual). Pode-se observar que, embora o valor unitário tenha caído em alguns momentos, essa redução foi basicamente por conta da redução da TF – e não por conta da redução da alíquota dos impostos.

67. Cabe mencionar que uma das propostas foi apresentada no âmbito da Consulta Pública 033/2017, aberta pelo Ministério de Minas e Energia para apresentar à sociedade propostas de alteração ao marco regulatório do setor, trata de repassar esse custo para os consumidores cativos que migrarem para o livre (hoje, quando migra para o mercado livre, o consumidor passa a não mais pagar por esses empréstimos).

Figura 15 – Custos médios dos impostos pagos pelos consumidores industriais cativos do Brasil

Os valores foram corrigidos pelo IPCA para a data-base de fev/18



Fonte: PSR, a partir dos dados da (ANEEL, 2018a; 2018b).

Como a energia elétrica é tipicamente um insumo do processo industrial, alguns consumidores industriais costumam creditar parte ou todo o valor dos impostos pagos. Essa questão não será abordada neste relatório.

No caso do PIS e da Cofins, a alíquota aplicável, no regime de tributação cumulativo, é de 0,65% e 3,00%, respectivamente. No caso do regime de tributação não cumulativo, a alíquota do PIS é de 1,65% e da Cofins de 7,60%.

Já o ICMS, por ser um tributo estadual, possui alíquotas variando por unidade da Federação. Além disso, essa tarifa ainda costuma variar de acordo com a classe de consumo e com a faixa de consumo mensal de energia. A figura a seguir mostra as alíquotas para os consumidores industriais.

Figura 16 – Alíquotas de ICMS, por unidade da federação, para os consumidores industriais

INDUSTRIAL								
kWh	[0;50]	[51;100]	[101;140]	[141;200]	[201;300]	[301;450]	[451;1000]	> 1000
AC	Isento		16%	25%				
AL	17%							
AM	25%							
AP	Isento		12%					17%
BA	13%							
CE	27%							
DF	12%				18%			21%
ES	7%	25%						
GO	29%							
MA	19%							
MG	18%							
MS	17%							
MT	27%							
PA	25%							
PB	17%		20%			25%		
PE	25%							
PI	20%				25%			
PR	29%							
RJ	20%					31%	32%	
RN	18%							
RO	17%							
RR	17%							
RS	C/ cadastro 18% S/ cadastro 30%							
SC	25%							
SE	17%							
SP	18%							
TO	25%							

Fonte: Associação Brasileira dos Distribuidores de Energia (ABRADEE, 2017a).

O somatório de tributos incidentes sobre os custos com energia elétrica é significativo. No período analisado, observa-se pela Figura 5 que, para os consumidores industriais cativos, os tributos representam a segunda maior rubrica com participação na tarifa de fornecimento (impostos incluídos[68]), perdendo apenas para o custo médio de compra de energia das distribuidoras.

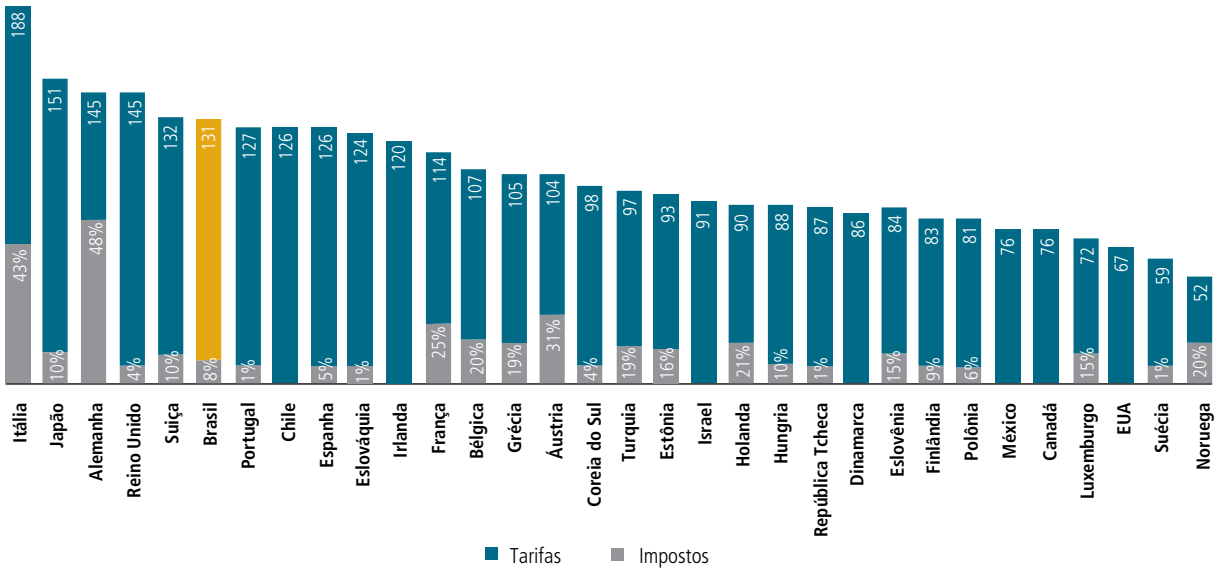
1.4 Comparação internacional

Os dados apresentados a seguir para as tarifas internacionais foram extraídos do estudo *"Comparação internacional de tarifas de energia elétrica 2017"* preparado pela Abradee (ABRADEE, 2017b).

Algumas considerações importantes precisam ser levadas em conta:

- nas referências internacionais consultadas, os preços para consumidores industriais incluem todos os impostos não reembolsáveis;
- os preços consultados eram aqueles vigentes ao final de 2016 e no primeiro semestre de 2017; e
- as tarifas de fornecimento estão apresentadas em US$/MWh, convertidas pela taxa de câmbio média praticada em 2016.

Figura 17 – Tarifas de fornecimento em US$/MWh



Fonte: ABRADEE, 2017b.

68. E sem considerar créditos tributários.

Por utilizar tarifas de fornecimento (o que necessariamente vincula a comparação ao mercado cativo), essa análise acaba deixando de fora o custo das indústrias que estão no mercado livre no Brasil, tornando a comparação acima conservadora.

O Brasil está na sexta posição do *ranking*, o que o coloca em posição não privilegiada frente aos demais países. Essa mesma constatação pode ser feita, se analisarmos outras fontes de dados.

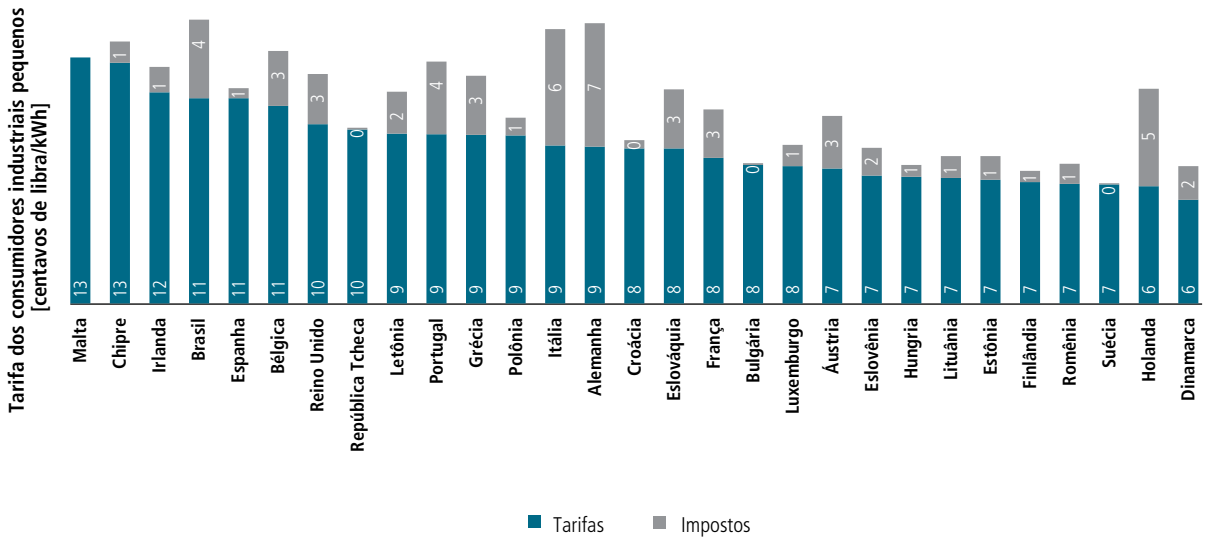
Por exemplo, os dados apresentados a seguir para as tarifas internacionais foram extraídos do estudo *"Industrial electricity prices in the EU"* preparado pelo *Department for Bussiness, Energy and Industrial Strategy* do Reino Unido (2017), a partir de dados da *International Energy Agency* ("IEA") e do *Eurostat*.

Algumas considerações importantes precisam ser levadas em conta:

- os preços para consumidores industriais incluem todos os impostos não reembolsáveis, exceto para as tarifas do Brasil, onde os dados disponíveis na (Aneel, 2018a) não possuem esse tratamento;
- os preços consultados são a média para o primeiro semestre de 2017;
- as tarifas estão apresentadas em libras/kWh, convertidas pela taxa de câmbio vigente em cada mês;
- a tarifa do Brasil, que não consta do referido estudo, foi incluída para fins deste relatório. Para apurar a tarifa e torná-la comparável aos dados do estudo, foi também apurada a tarifa de cada mês do primeiro semestre de 2017 e feita a conversão pela taxa de câmbio vigente em cada mês; e
- as tarifas para os consumidores industriais estão divididas por faixa de consumo anual em "Pequenos consumidores" (entre 20 e 499 MWh), "Consumidores médios" (entre 2.000 e 19.999 MWh), "Grandes consumidores" (entre 20.000 e 69.999 MWh) e "Consumidores extragrandes" (entre 70.000 e 150.000 MWh). Como as tarifas homologadas pela Aneel são por nível de tensão e não por consumo, assumiu-se que:
    - » Consumidores pequenos - conectados aos níveis de tensão B, A4.
    - » Consumidores médios - conectados aos níveis de tensão AS, A3.
    - » Consumidores grandes - conectados aos níveis de tensão A2.
    - » Consumidores extragrandes - conectados aos níveis de tensão A1.

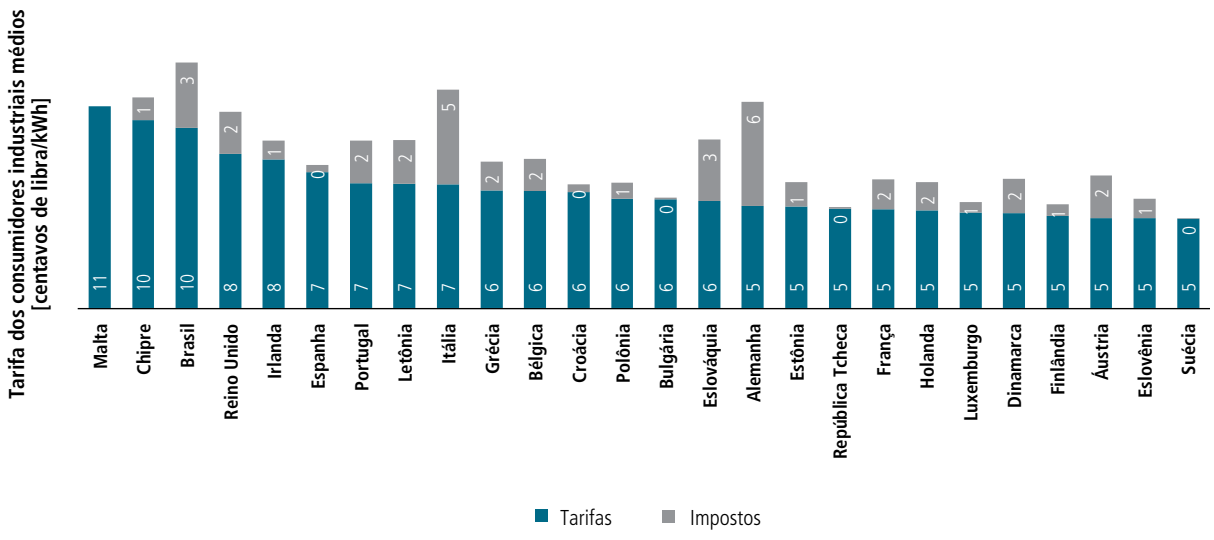
Os gráficos a seguir foram construídos em ordem decrescente de tarifas (sem impostos), para evitar que a não retirada de créditos tributários na tarifa do Brasil influencie o posicionamento dos países. São apresentados a seguir os gráficos, contendo as tarifas dos consumidores industriais pequenos, médios e grandes.

Figura 18 – Tarifas de fornecimento dos consumidores industriais pequenos em centavos de libra/kWh



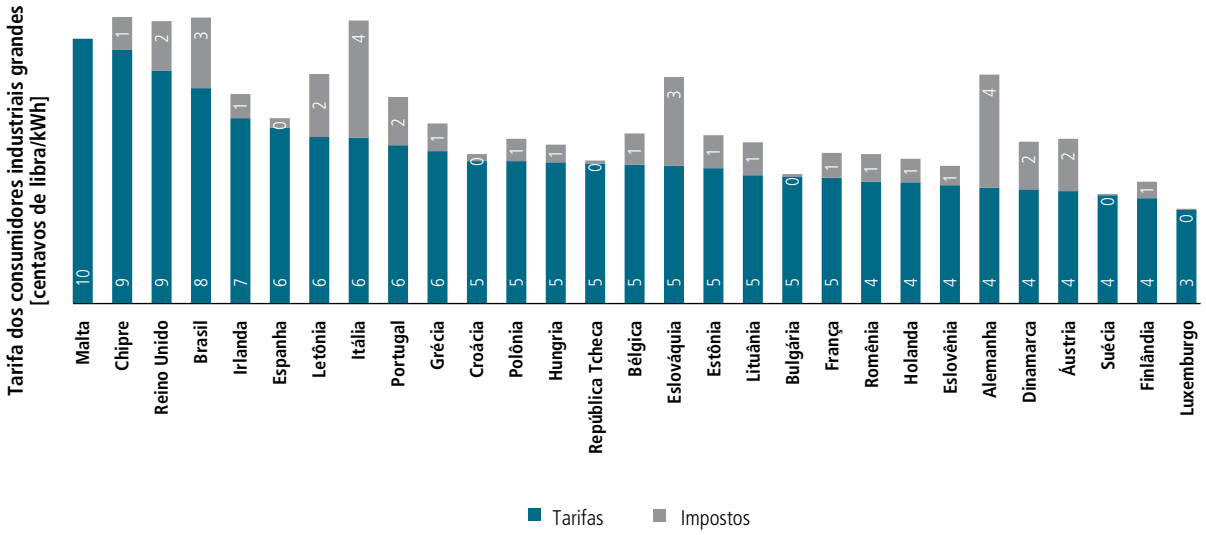
Fonte: Department for Bussiness, Energy and Industrial (REINO UNIDO, 2017) e (Aneel, 2018a).

Figura 19 – Tarifas de fornecimento dos consumidores industriais médios em centavos de libra/kWh



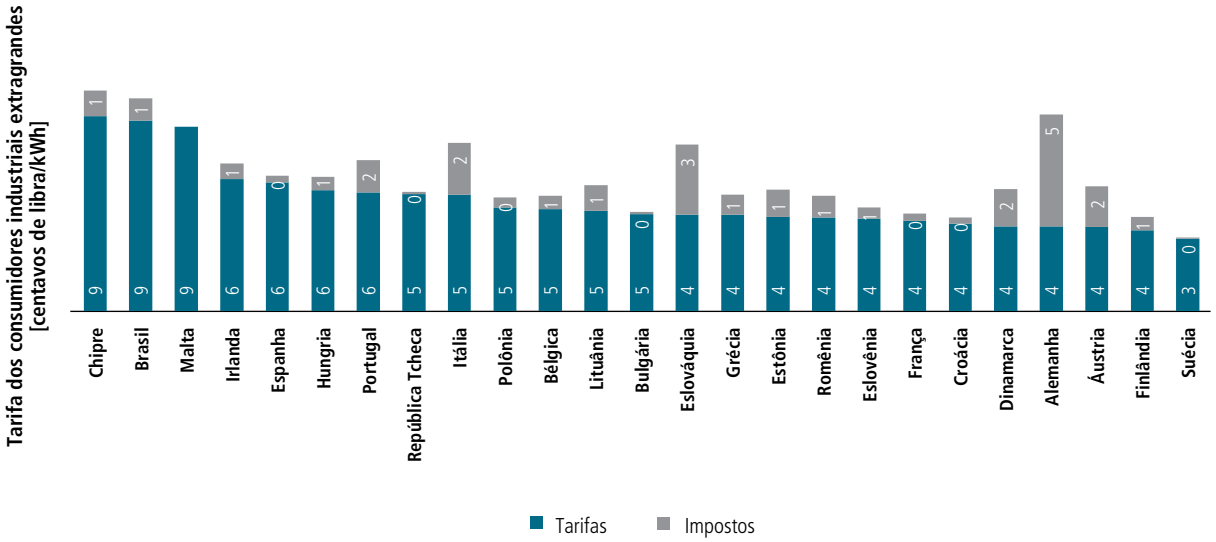
Fonte: Department for Bussiness, Energy and Industrial (REINO UNIDO, 2017) e (Aneel, 2018a).

Figura 20 – Tarifas de fornecimento dos consumidores industriais grandes em centavos de libra/kWh



Fonte: REINO UNIDO, 2017 e Aneel, 2018a.

Figura 21 – Tarifas de fornecimento dos consumidores industriais extragrandes em centavos de libra/kWh



Fonte: Department for Bussiness, Energy and Industrial Strategy (REINO UNIDO, 2017) e (ANEEL, 2018a).

2 PERSPECTIVAS DOS CUSTOS DE ENERGIA ELÉTRICA PARA OS PRÓXIMOS ANOS

2.1 Perspectivas para os custos com a compra de energia no mercado cativo

2.1.1 Projeção da Tarifa de Energia

2.1.1.1 Custo de compra de energia

Entre os custos que compreendem a tarifa de energia, o mais importante – e ao mesmo tempo o que carrega maior nível de incerteza – é o custo com a compra de energia ("Energia"). Essa rubrica agrega o custo de todos os contratos de compra de energia firmados pela distribuidora para atendimento ao seu mercado.

São muitos os tipos de contrato que podem compor o portfólio de uma distribuidora, cada um com características diferentes de preço e duração. É justamente a diferença na composição do portfólio de contratos de uma distribuidora para outra que determina, majoritariamente, a diferença entre as tarifas de energia das diferentes concessionárias. Saber a composição desse *mix* contratual (montantes e preços) hoje e estimar sua composição no futuro é a parte mais crucial do processo de projeção das tarifas de energia.

A projeção das tarifas de energia envolve cinco atividades principais:

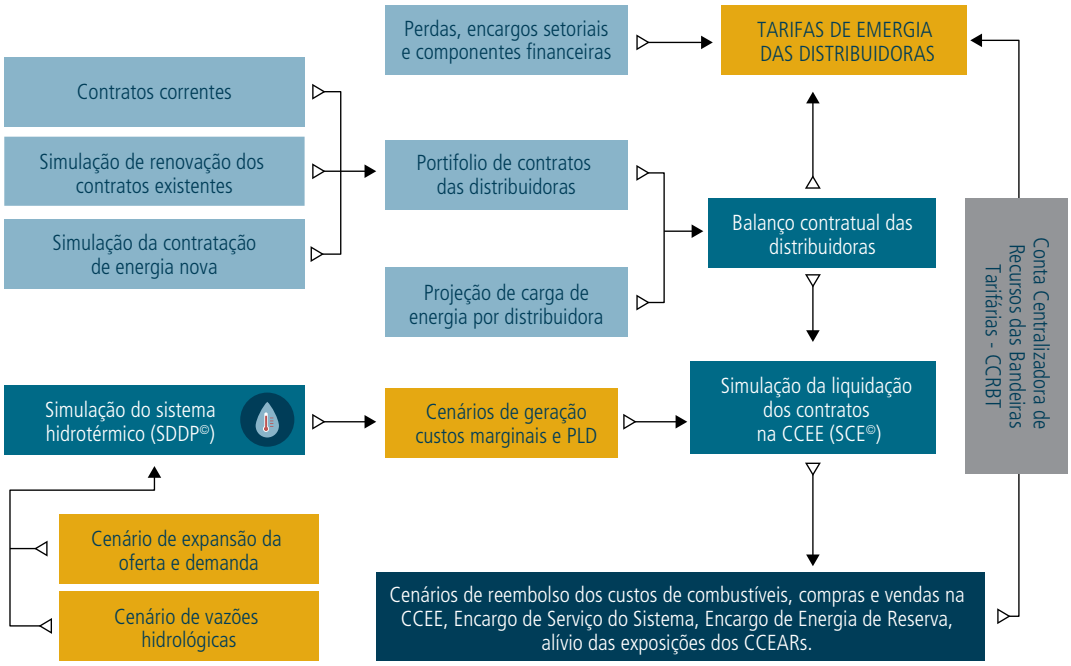
- **A projeção do crescimento de carga das distribuidoras**: feita com base nas taxas de crescimento históricas e guardando coerência com o crescimento da carga no SIN do cenário de expansão de longo prazo da oferta e da demanda.
- **A projeção da evolução do portfólio de contratos da distribuidora para atendimento à carga projetada**: essa projeção parte do portfólio já existente; das premissas para renovação dos volumes contratuais que vão expirando; da entrada de projetos já contratados em leilões de energia nova; e da adoção de premissas para a entrada de novos contratos para atender ao crescimento de carga.

- **A simulação da liquidação financeira na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica**: da etapa anterior, já são conhecidos os custos com os contratos de compra de energia, que têm um preço fixo, dado o montante associado. Nessa etapa do processo, são estimados:
  - » os custos variáveis dos contratos por disponibilidade (compra/venda de energia e ressarcimento das despesas com combustível),
  - » os volumes financeiros associados a exposições positivas/negativas na CCEE, devido à sobre/subcontratação ou ao atraso de nova oferta entrante, sem o respectivo atraso do contrato,
  - » o cálculo dos Encargos de Serviços do Sistema e de Energia de Reserva,
  - » a liquidação da energia hidrelétrica gerada pelas usinas de Itaipu e pelas usinas contratadas como quotas de garantia física, e
  - » a exposição na CCEE dos geradores hidrelétricos com Contratos de Compra de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) na modalidade por quantidade, que tenham transferido aos consumidores parte (ou toda) a sua exposição, em troca do pagamento de um prêmio de risco.
- **A simulação da dinâmica de cobertura dos custos variáveis, associados à compra de energia pela Conta Centralizadora dos Recursos das Bandeiras Tarifárias (CCRBT)**: a cobertura dos custos variáveis, apurada na etapa anterior, é feita em parte pela tarifa de energia aprovada nos reajustes e em parte pelo adicional cobrado sempre que uma Bandeira Tarifária é acionada. A CCRBT centraliza todas as despesas variáveis que ocorrem em um mês para todas as distribuidoras e toda a receita auferida por elas, via Bandeira Tarifária. Eventuais diferenças entre receitas arrecadadas e despesas realizadas serão componentes financeiras, compensadas no ano tarifário seguinte. Além disso, a CCRBT também trouxe a possibilidade de transferências de recursos entre distribuidoras, na medida em que, havendo superávit na conta e déficit em alguma distribuidora, ocorre a transferência de recursos das distribuidoras superavitárias para a cobertura dos déficits verificados.

O acréscimo da devolução em tarifa dos empréstimos feitos às distribuidoras em 2013 e 2014: trata-se da CDE Energia, abordada na seção 2.3.4.

A Figura 22 apresenta o fluxograma que resume o passo a passo das projeções da tarifa de energia.

Figura 22 – Visão geral da metodologia



Nota: SDDP – Despacho hidrotérmico estocástico com restrições de rede.

Fonte: PSR.

2.1.1.2 Outros componentes de custo

Além dos custos de compra de energia, as tarifas incluem outros componentes, projetados separadamente e adicionados às tarifas de energia. A tabela a seguir recapitula quais são esses itens e sua descrição.

Tabela 2 – Outros componentes de custo na tarifa de energia

Componente de custo	Descrição
Encargo de Serviços do Sistema	Reflete as diferenças entre o custo total da geração despachada e os custos recolhidos através do PLD. É pago por todos os consumidores de energia (livres e cativos).
Encargo de Energia de Reserva	Reflete os custos de contratação da energia de reserva nos leilões conduzidos pelo governo. É pago por todos os consumidores de energia (livres e cativos).
Custos de transmissão de Itaipu	Custos de transmissão relacionados à hidrelétrica de Itaipu (tarifas de transmissão e encargos de conexão) pagos apenas pelas distribuidoras de energia localizadas nas regiões Sul e Sudeste, que recebam energia da usina através de cotas.
Pesquisa e Desenvolvimento	Um por cento da receita operacional líquida das companhias, para atividades de pesquisa e desenvolvimento e projetos de eficiência energética.
Perdas na rede básica	Corresponde a 50% das perdas de energia na rede de transmissão.
CDE Energia	Corresponde ao pagamento dos empréstimos feitos pelo Tesouro Nacional e pela Conta ACR às distribuidoras, em 2013 e 2014, cujo pagamento está embutido nas tarifas entre 2015 e 2020.
Componentes financeiras	Diferenças entre as despesas previstas pela Aneel para os 12 meses subsequentes a um reajuste/revisão e as despesas efetivamente suportadas pelas distribuidoras, lançadas em uma conta gráfica, cujo saldo é, por sua vez, lançado nas tarifas da distribuidora no processo tarifário seguinte.

Fonte: Elaboração própria.

E entre os componentes listados, os custos com maior incerteza hidrológica são o ESS e o EER. O primeiro é dependente do despacho termelétrico "fora da ordem de mérito", determinado pelo governo na tentativa de gerenciar o atendimento à carga nos períodos de condições hidrológicas desfavoráveis. As projeções apresentadas para a tarifa de energia incluem os custos com despacho fora da ordem de mérito (dentro do ESS), sempre que houver o risco de violar os níveis meta[69] dos reservatórios.

Já o segundo está relacionado à geração das usinas contratadas como reserva e o PLD, por meio do qual essa energia gerada, será liquidada. A receita obtida no mercado de curto prazo é abatida da receita fixa mensal que essas usinas devem receber como pagamento caso não seja suficiente para pagar toda a receita fixa, a diferença deve ser paga por todos os consumidores de energia, via EER.

69. Níveis de armazenamento mínimos dos reservatórios, que garantem uma operação estável das usinas hidrelétricas. Apesar do conceito de níveis meta não ser mais utilizado pelo ONS na operação do sistema, entende-se que esse é um bom *proxy* para emular as decisões de geração fora da ordem de mérito do operador.

2.1.1.3 As Bandeiras Tarifárias

Em vigor desde janeiro de 2015, as bandeiras tarifárias consistem em um mecanismo pelo qual, ao final de cada mês, as condições de suprimento são avaliadas. Dependendo do *Generation Scaling Factor*[70] (GSF) e do PLD médio do mês seguinte, um adicional tarifário será cobrado nas tarifas de energia dos consumidores cativos[71].

Esse adicional tarifário representa a expectativa da Aneel sobre quais serão os custos variáveis[72] a serem incorridos pelas distribuidoras, em função de determinados cenários hidrológicos. Esses adicionais, no início de 2018, são de 0 R$/MWh, caso a bandeira acionada seja a Verde; 10 R$/MWh, caso a bandeira acionada seja a Amarela; 30 R$/MWh, caso a bandeira acionada seja a Vermelha, patamar 1; e finalmente, 50 R$/MWh, caso a bandeira acionada seja a Vermelha, patamar 2.

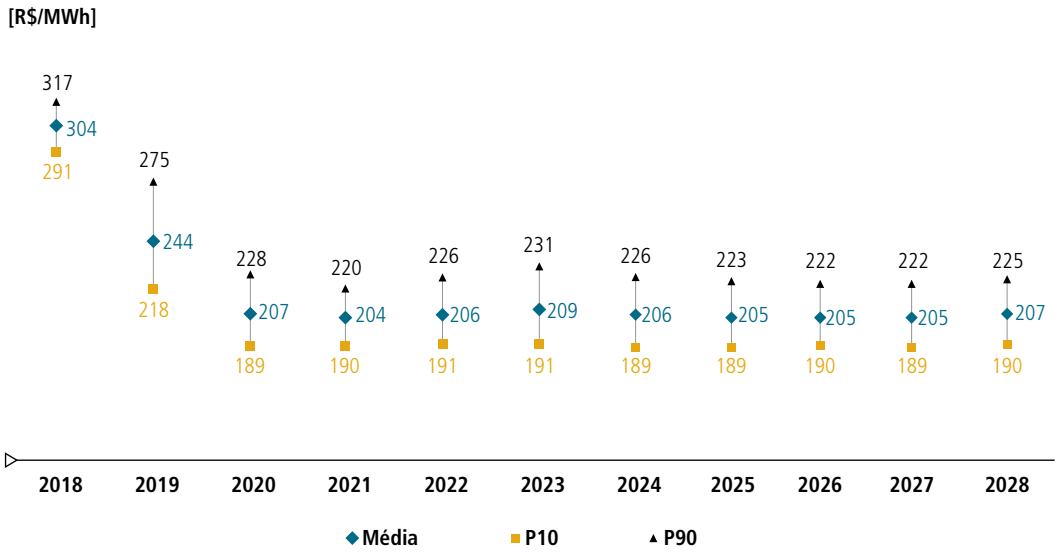
Os adicionais são definidos pela Aneel ao final de cada ano civil para valer por todo o ano civil seguinte, e são baseados em projeções de custos variáveis que a Aneel faz apoiado nas despesas históricas.

2.1.1.4 Resultados das TEs

Apresentamos abaixo a projeção das tarifas de energia, em R$/MWh, sem impostos, para os próximos 10 anos. Como são simuladas as tarifas de energia para um conjunto de 1.200 cenários hidrológicos equiprováveis, são apresentadas apenas a média e os percentuais 90% e 10%.

70. Razão entre geração hidrelétrica e garantia física total do conjunto de usinas hidrelétricas pertencentes ao MRE.
71. Cabe destacar que no presente momento essa sistemática de acionamento das Bandeiras Tarifárias ainda se encontra em Audiência Pública na Aneel (nº 061/2017) podendo sofrer alterações ao final do processo.
72. Os custos variáveis analisados, dada a sistemática vigente hoje – e ainda em Audiência Pública – estão associados com o resultado da liquidação dos créditos de energia das usinas hidrelétricas com contratos de cotas ou que repactuaram o chamado 'risco hidrológico' na CCEE.

Figura 23 – Tarifas de Energia, Média Brasil – A4 Azul
(R$/MWh – valores reais de fev/18, sem impostos)



Fonte: PSR.

O comportamento da Tarifa de Energia média das distribuidoras apresenta uma redução, seguida de uma sutil tendência de elevação no longo prazo. O primeiro comportamento está associado a três fatores:

- entrada de energia nova, contratada na modalidade por quantidade, cujos preços são inferiores ao preço do *mix*;
- término do pagamento da CDE Energia (parte em 2019 e parte em 2020); e
- redução dos custos dos encargos ESS e EER, em virtude da menor necessidade de despacho fora da ordem de mérito econômico e de elevação nos patamares do PLD, com o reequilíbrio do sistema.

O comportamento de aumento é majoritariamente explicado pela contratação de nova energia para atendimento às cargas: a contratação de nova energia é valorada ao Custo Marginal de Expansão[73] (CME), que, conforme o plano de expansão da oferta e demanda de longo prazo elaborado, está em R$ 203/MWh (também em valores de fevereiro de 2018), valor superior ao preço do *mix* de contratos.

73. Custo ponderado do preço das tecnologias entrantes na matriz energética, pelas suas quantidades anuais.

2.1.2 Projeções da Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição

2.1.2.1 Perdas elétricas

A Aneel incorpora, nas tarifas das distribuidoras, os custos das perdas elétricas, técnicas e não técnicas, até o montante associado aos percentuais regulatórios.

Na projeção dessa rubrica, adotou-se como ponto de partida a proporção existente, nas tarifas vigentes das distribuidoras, entre a componente de perdas e o custo de compra de energia da distribuidora. Para os reajustes futuros, essa proporção evolui conforme a evolução do preço do *mix* de compra de energia das distribuidoras.

2.1.2.2 Encargos setoriais

Os principais componentes da rubrica de encargos setoriais são os encargos Conta de Desenvolvimento Energético e Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia.

2.1.2.2.1 Conta de Desenvolvimento Energético

Entende-se o valor de CDE pago pelos consumidores como o valor necessário para que as receitas da conta sejam suficientes para cobrir as despesas. Assim, a projeção da CDE envolve estimar, individualmente, cada uma das rubricas de despesas e receitas e, por diferença, apurar o valor (em R$) a ser alocado aos consumidores.

Esse valor em reais é alocado entre os consumidores de forma distinta. Até 2016, os consumidores do Sul/Sudeste pagavam um valor unitário 4,53 vezes maior do que o valor estabelecido para os consumidores do Norte/Nordeste.

Entretanto, a Lei 13.360/2016 alterou essa situação, determinando que, até 2030, o rateio passe a ser proporcional ao consumo dos agentes. Além disso, o rateio também deve observar que os consumidores conectados em alta tensão (≥ 69 kV) devem pagar um terço do valor a ser pago pelos consumidores da baixa tensão, enquanto os consumidores conectados em média tensão (≥ 2,3 kV e < 69 kV) devem pagar dois terços do valor unitário a ser pago pelos consumidores da baixa tensão.

A projeção da CDE tem como pontos principais:

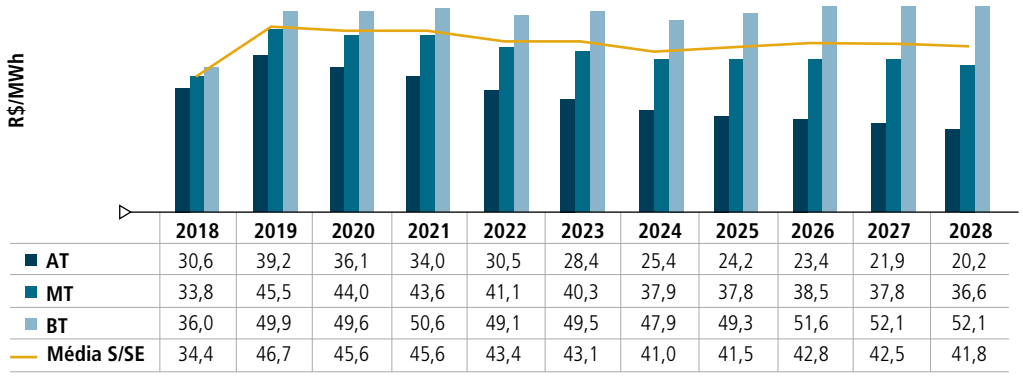
- usar, como ponto de partida das receitas e despesas, os últimos valores homologados pela Aneel;
- a devolução dos empréstimos feitos pelo Tesouro Nacional tem entrado como receita da conta. Entretanto, essa devolução se encerra em 2018;

- pelo lado das despesas, existe previsão legal para o término do programa *Luz para Todos* em 2022;
- é feita uma projeção detalhada da evolução da CCC, considerando uma perspectiva de crescimento da demanda nos sistemas isolados, o parque gerador existente e seus custos e a necessidade de contratação de empreendimentos novos via leilão, seja para atender o crescimento de carga, seja para substituir os contratos existentes, ao seu término;
- dada a participação expressiva de subsídios tarifários e a sinalização,[74] por parte do governo, de que devem ser adotadas medidas para racionalizar esses gastos, são adotadas as seguintes premissas para o crescimento dos subsídios tarifários:
    - » subsídios para consumidores rurais e baixa renda têm taxa de crescimento convergindo para 2% ao ano, no longo prazo;
    - » subsídios para consumidores incentivados em 2019 mantêm a mesma taxa de crescimento anual histórica, daí por diante, esse crescimento converge para 2% ao ano, no longo prazo;
    - » subsídios para os geradores incentivados crescem na mesma proporção da taxa de crescimento da participação dessas usinas na matriz de geração; e
    - » todos os demais subsídios tarifários têm taxa de crescimento anual de 2%.

Tudo isso considerado, apresentamos a seguir as projeções para a CDE.

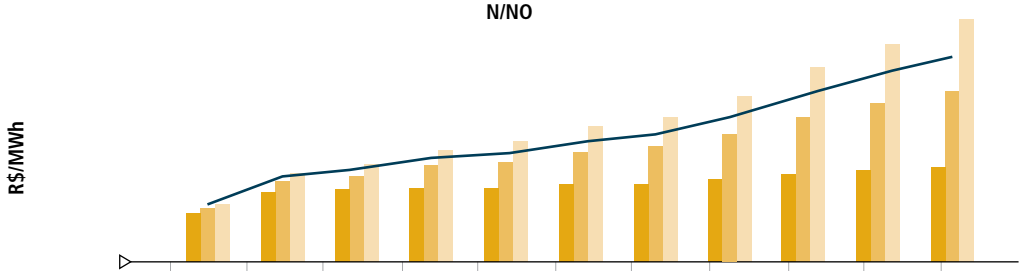
74. Esse tema também foi recentemente discutido no âmbito da Consulta Pública nº 33/2017 do MME. Além disso, a Lei nº 13.360/2016 já trouxe comando legal para a elaboração de um plano de redução estrutural de despesas da CDE.

Figura 24 – Projeção da CDE



	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
AT	30,6	39,2	36,1	34,0	30,5	28,4	25,4	24,2	23,4	21,9	20,2
MT	33,8	45,5	44,0	43,6	41,1	40,3	37,9	37,8	38,5	37,8	36,6
BT	36,0	49,9	49,6	50,6	49,1	49,5	47,9	49,3	51,6	52,1	52,1
Média S/SE	34,4	46,7	45,6	45,6	43,4	43,1	41,0	41,5	42,8	42,5	41,8

N/NO



	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
AT	8,4	12,0	12,3	12,9	12,9	13,4	13,3	14,1	15,2	15,8	16,3
MT	9,3	13,9	15,0	16,5	17,3	18,9	19,8	22,1	25,0	27,3	29,5
BT	9,9	15,2	16,9	19,2	20,7	23,3	25,1	28,7	33,5	37,7	42,0
Média S/SE	9,5	14,5	15,8	17,7	18,8	20,9	22,2	25,1	28,9	32,2	35,4

Fonte: PSR.

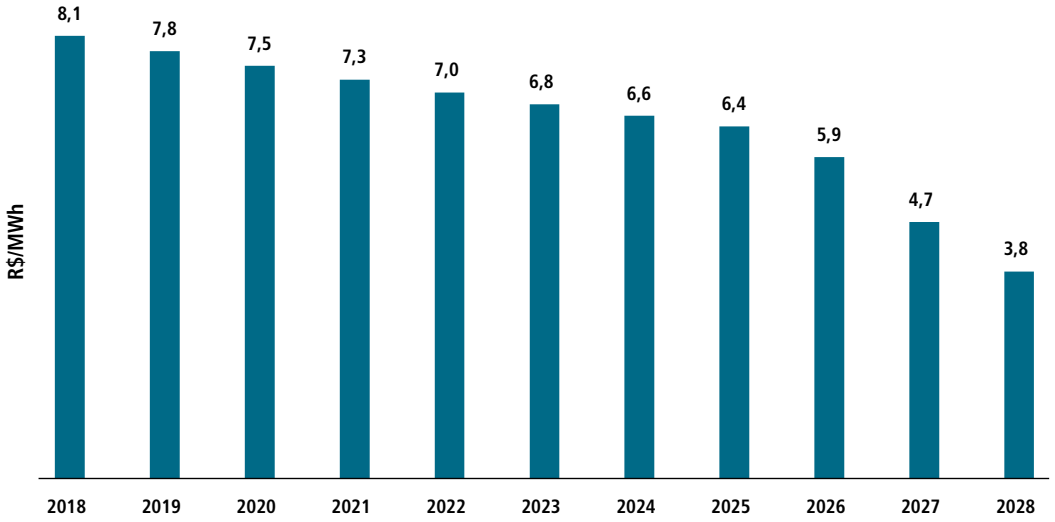
2.1.2.2.2 Programa de Incentivo a Fontes Alternativas

O Proinfa é um programa criado pela Lei 10.438/2002, cujo objetivo era fomentar a implantação da indústria, associada à geração de energia por fontes alternativas no País. A meta inicial era a contratação de 3.300 MW de potência, igualmente divididos entre as fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa. A última usina contratada pelo programa entrou em operação em 2010. Embora a contratação, via Proinfa, tenha sido encerrada, o objetivo estabelecido não foi cumprido, uma vez que algumas usinas contratadas não entraram em operação.

Todos os consumidores do país (livres ou cativos) têm direito a uma quota de energia do Proinfa. Embora a energia associada aos contratos firmados, no âmbito do Proinfa, faça parte do portfólio de contratos das distribuidoras, os custos desses contratos não formam a tarifa de energia: eles são alocados a um encargo setorial, de mesmo nome, cujo valor unitário é o mesmo para todos os consumidores do País.

Como a contratação do Proinfa já foi encerrada e o custo dos contratos é conhecido, a projeção desses custos é basicamente constante, exceto pela redução do valor unitário, associada ao aumento do mercado pagante e ao término dos contratos (com 20 anos de duração).

Figura 25 – Projeção do Proinfa



Fonte: PSR.

2.1.2.3 Custos de transmissão

Todos os agentes de consumo ou de geração, direta ou indiretamente conectados ao sistema interligado, fazem uso da rede básica de transmissão e, portanto, devem suportar o pagamento devido às transmissoras de energia que disponibilizam a infraestrutura de transporte. Esse pagamento é dividido em duas parcelas:

- a principal parcela, denominada Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão da Rede Básica, está relacionada ao pagamento pelo uso das instalações que compõem a rede básica de transmissão – ativos com nível de tensão igual ou superior a 230 kV; e
- a parcela remanescente, chamada de TUST Fronteira, refere-se ao pagamento feito pelas distribuidoras pelo uso das chamadas Demais Instalações de Transmissão ("DITs") compartilhadas entre as concessionárias de distribuição e as unidades transformadoras ditas "de fronteira", ou seja, com tensão primária na rede básica (≥ 230 kV) e tensão secundária e terciária inferior a 230 kV (fora da rede básica).

Os usuários do sistema de transmissão têm tarifas estabelecidas para remunerar as transmissoras pelo uso de seus ativos. A remuneração anual que deve ser paga às transmissoras, é a Receita Anual Permitida (RAP), estabelecida em contrato de concessão.

O procedimento adotado para estimar a evolução das tarifas de transmissão considera:

- No cálculo da TUST Rede Básica:
  - » a aplicação da Resolução Normativa 559/2013, que prevê tarifas pré-fixadas e mantidas constantes por, pelo menos, 10 anos aos geradores,

sendo os agentes do segmento consumo os responsáveis por suportar a diferença entre a RAP total da rede básica de transmissão e aquela obtida via cobrança de tarifas pré-fixadas dos geradores; e

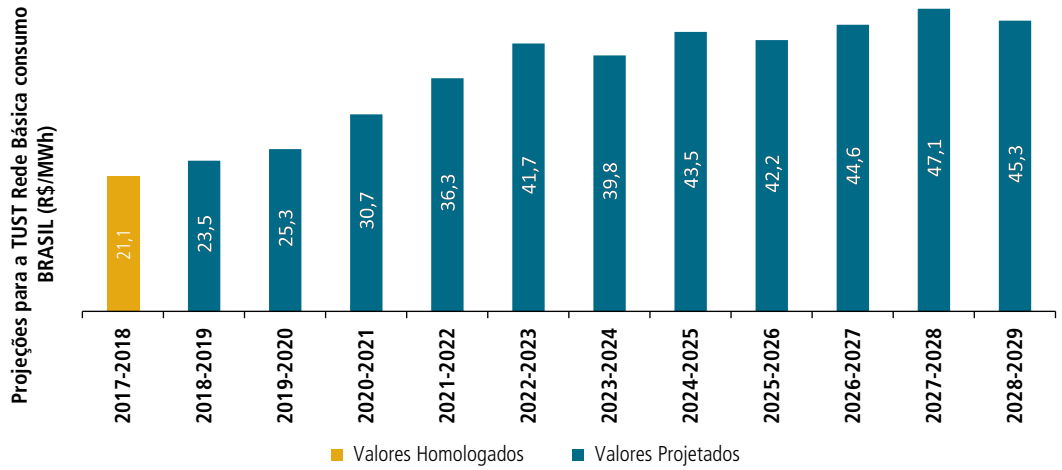
» a evolução da RAP total da rede básica de transmissão, conforme previsto no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), com críticas quanto à entrada em operação comercial de alguns empreendimentos de transmissão.

- No cálculo da TUST fronteira, a estimativa dos custos da rede de fronteira, partindo dos dados do ONS.
- A inclusão do pagamento das indenizações devidas aos agentes de transmissão que renovaram as concessões nos termos da Lei 12.783/2013.

Com esses dados e considerações, somados às bases de dados com a configuração da rede para os próximos anos (Aneel, 2017b), as TUSTs a serem pagas pelos consumidores de cada distribuidora do país foram estimadas.

A Figura 26 mostra o efeito médio na TUST para todos os agentes do segmento consumo do País. As TUSTs são homologadas pela Aneel anualmente (em julho), razão pela qual se diz que as TUSTs ficam vigentes em ciclos tarifários, que vão do início do segundo semestre de um ano, até o final do primeiro semestre do ano seguinte. Note-se que, no ciclo 2025-2026 há uma leve redução da TUSTs, em função da retirada do componente associado ao efeito financeiro das indenizações.

Figura 26 – Projeção da TUST média Brasil, para o segmento consumo, em R$/MWh



Fonte: PSR.

2.1.2.4 Custos do sistema de distribuição

Os custos associados aos ativos da distribuidora basicamente se dividem em:

- custos de operação e manutenção;
- custos de remuneração e depreciação da base de ativos; e
- receitas irrecuperáveis[75]. Esses custos ganham também o nome de Parcela B, por agregarem todos os custos sobre os quais a distribuidora tem gerência.

A Parcela B, que irá compor a TUSD, é definida pelo regulador apenas no processo de revisão tarifária periódica. Nesse momento, a Aneel estabelece quais são, de acordo com a metodologia vigente, os custos regulatórios de operação e manutenção eficientes (e, em tese, suficientes) para cada concessionária. Além disso, a Aneel também avalia os investimentos realizados e estabelece a remuneração do capital, levando em consideração o perfil de risco do setor, bem como a depreciação da base de ativos.

No processo de revisão tarifária são também abatidas da Parcela B: a) as chamadas Outras Receitas, que são receitas arrecadadas pela distribuidora, mas que não têm relação com a prestação do serviço de distribuição de energia; e b) os ganhos de produtividade e os efeitos do mecanismo de incentivo à qualidade do serviço.

Nos anos em que não há revisão, mas apenas reajuste, a Parcela B é obtida mediante um cálculo simplificado, que corrige pela inflação menos um fator (o Fator X), o valor da Parcela B arrecadado nos 12 meses anteriores ao processo tarifário em questão.

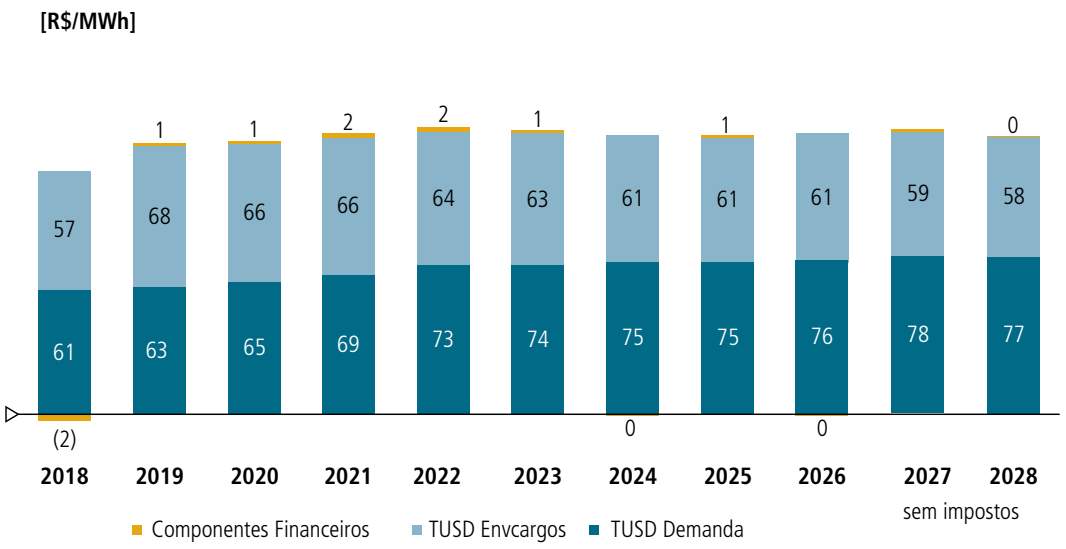
A metodologia de projeção da Parcela B depende de uma complexa rede de informações de todas as distribuidoras do País que não estão publicamente disponíveis. Assim, adotou-se por premissa que o nível de margem das distribuidoras se manterá constante para os próximos anos.

2.1.2.5 Resultados

Na Figura a seguir, são apresentadas as perspectivas para a evolução da TUSD média do Brasil, no segmento A4 Azul. Esse segmento do mercado cativo foi selecionado, por ser aquele onde se concentra o maior volume de energia consumida pela indústria em 2017 (Aneel, 2018a). Para o A4 Azul, a TUSD é dividida em duas componentes: TUSD Encargos, que concentra os gastos com CDE, Proinfa, TFSEE e Taxa do ONS, bem como as perdas elétricas; e TUSD Demanda, que concentra os gastos com transmissão e distribuição. Os componentes financeiros da TUSD basicamente compensam, nos processos tarifários seguintes, eventuais diferenças entre arrecadação e despesas dos encargos setoriais apurados entre dois processos tarifários.

75. Também conhecida como inadimplência regulatória.

Figura 27 – TUSD, Média Brasil – A4 Azul (R$/MWh – valores reais de fev/18, sem impostos)



Fonte: PSR.

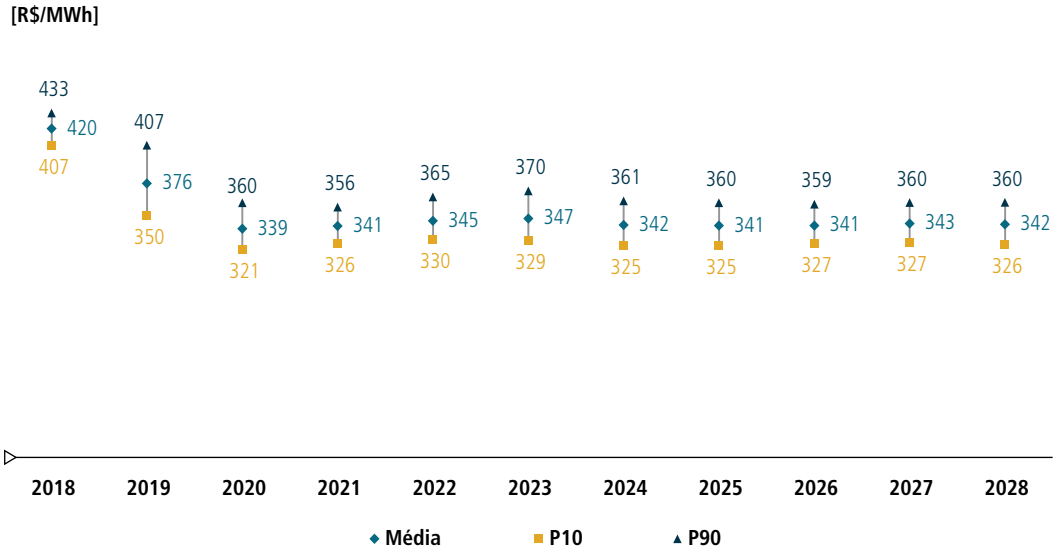
Há uma expectativa de elevação mais significativa da TUSD Encargos em 2019, consequência direta da projeção de despesas da CDE. Por outro lado, à medida em que os consumidores de média tensão passarem a pagar um valor unitário menor da CDE, os gastos com essa rubrica diminuirão.

Já a TUSD Demanda apresenta comportamento crescente, em função das expectativas crescentes dos gastos com a transmissão.

2.1.3 Tarifas de Fornecimento Finais

Na Figura 28, mostramos a projeção das Tarifas de Fornecimento finais para os consumidores industriais cativos do A4. O comportamento final é fruto da combinação dos efeitos discutidos em separado para a Tarifa de Energia (como visto na seção 3.1.1) e, na seção anterior, para a TUSD.

Figura 28 – TF, Média Brasil – A4 Azul (R$/MWh – valores reais de fev/18, sem impostos)



Fonte: PSR.

2.2 Perspectivas para os custos com compra de energia no mercado livre

Existe uma dificuldade de se precificar a energia comercializada no ambiente livre no Brasil, uma vez que não existe informação a respeito dos contratos; tão pouco existe uma única formulação capaz de determinar seu preço. Existe uma tendência de precificação do mercado, baseada muito em cotações realizadas pelos agentes e pela expectativa de PLD, o que acaba gerando assimetria no mercado.

Já para os custos com transporte e encargos setoriais, a TUSD pode ser considerada um bom *proxy* para esses gastos. Entretanto, no caso dos consumidores incentivados, sobre a parcela TUSD Demanda deve incidir um desconto mínimo de 50%.

2.2.1 Mercado livre convencional

A metodologia desenvolvida para estimar a evolução dos preços no ACL Convencional baseia-se no conceito econômico de equilíbrio de mercado, aliado à otimização sob incerteza, sem deixar de levar em conta os aspectos regulatórios que englobam o setor e, especificamente, esse ambiente de comercialização.

Trazendo o conceito de equilíbrio de mercado para o setor de energia, pode-se afirmar que a curva da oferta representa a disposição dos geradores a vender, enquanto a curva da demanda representa a disposição das cargas a comprar.

A disposição a vender reflete o preço mínimo que os geradores estão dispostos a aceitar, em face a seus custos de oportunidade, de modo a:

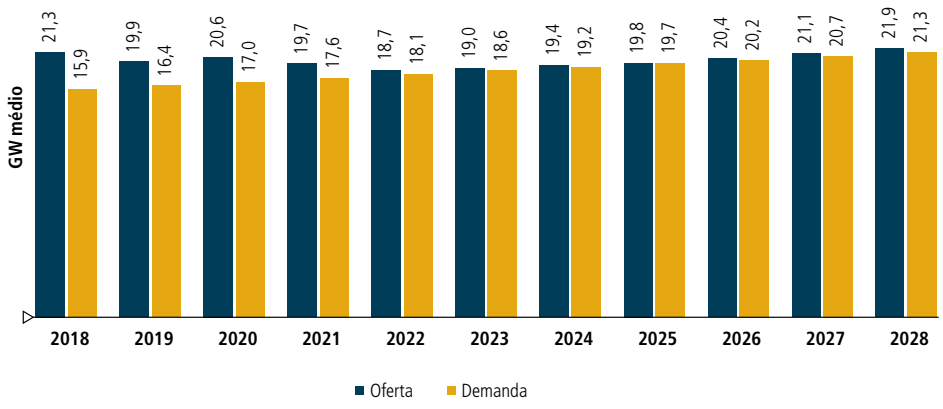
- Liquidar toda a sua energia no mercado spot.
- Negociar contratos de curtíssimo prazo. De forma semelhante, a disposição a comprar reflete o preço máximo que os consumidores estão dispostos a aceitar, frente a seus custos de oportunidade:
    - » contratos de curtíssimo prazo, valorados a PLD + *spread*; e
    - » Tarifa de Energia da concessionária de distribuição, cinco anos à frente[76].

Forma-se, portanto, a faixa de negociação, que representa o espaço amostral possível para o estabelecimento do preço de um contrato no mercado livre.

Em um sistema que se encontra em equilíbrio no qual não há uma sobra muito grande de energia, o preço desse contrato tende a ser mais próximo à disposição a comprar do consumidor, isso porque o gerador possui um maior poder de negociação, por ser o detentor da produção do bem de consumo.

Já em sistemas em que há uma sobra de energia muito grande, a situação se inverte e a disposição a vender dos geradores acaba determinando o preço desses contratos, uma vez que haverá uma maior competição entre esses agentes para conseguir firmá-los. Sendo assim, faz-se necessário representar, da melhor maneira possível, a evolução do balanço entre oferta e demanda no Mercado Livre.

Figura 29 – Estimativa do balanço de oferta e demanda no mercado livre convencional



Fonte: PSR.

76. Os cinco anos representam a carência regulatória do consumidor para retornar ao mercado cativo.

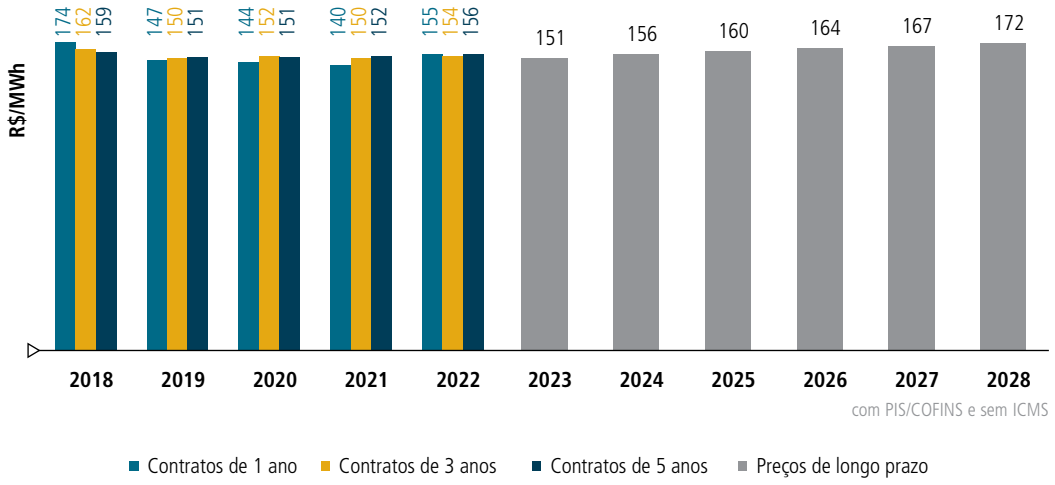
O PLD é um parâmetro importantíssimo para a formação de preço no mercado livre, uma vez que representa, tanto para os geradores como para os consumidores, um custo de oportunidade. Entretanto, historicamente essa é uma variável muito volátil no Brasil, muito por conta da característica da matriz energética.

Espera-se, portanto, que cada agente se comporte de maneira diferente diante da incerteza inserida por essa variável, afetando diretamente sua disposição a comprar ou a vender. Sendo assim, o perfil de aversão ao risco de cada agente torna-se uma variável fundamental na formação de preços dos contratos negociados nesse ambiente.

É importante a utilização de todos esses cenários para a construção de uma curva de distribuição de probabilidade de receita e despesa de cada agente. Essa curva é fundamental dentro da metodologia, uma vez que permite a utilização de uma métrica de risco, que nesse caso é o CVaR (*Conditional Value at Risk*)[77].

A figura a seguir apresenta a curva de preços estimada para o mercado livre, para os próximos 10 anos. Preços para contratos de 1, 3 e 5 anos de duração são estimados até 2021, momento a partir do qual as projeções consideram também a tarifa de energia (custo de oportunidade do consumidor).

Figura 30 – Perspectivas para o custo de compra de energia no ACL Convencional (R$/MWh – valores reais de fev/18)



Fonte: PSR.

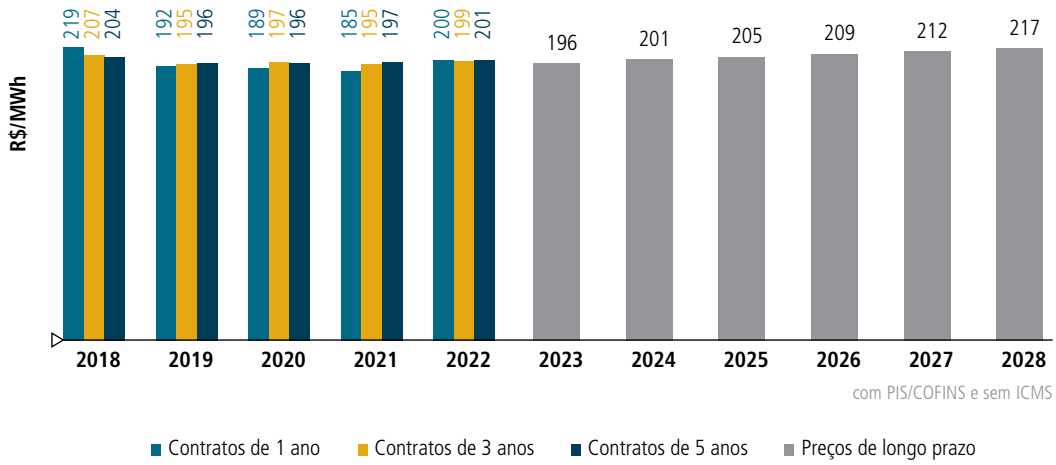
77. O CVaR representa a média dos valores dentro de um intervalo de confiança. Na maioria das vezes, é utilizado para mensurar o valor esperado dentro dos piores cenários selecionados.

2.2.2 Mercado livre incentivado

Consumidores que podem migrar para o mercado livre com requisito de carga inferior a 3MW são os chamados "consumidores incentivados". A migração é realizada com a contrapartida de a energia adquirida ser oriunda de fonte incentivada.

O que se observa no mercado é que os preços aos consumidores incentivados consistem nos preços aos consumidores convencionais, adicionados de um *spread*, que usualmente é o desconto de pelo menos 50% na TUSD Demanda, garantido aos consumidores incentivados. Assim sendo, a metodologia de projeção dos preços de energia, nesse ambiente de comercialização, parte da curva de preços ao mercado livre convencional, ao qual se adiciona esse *spread* médio.

Figura 31 – Perspectivas para o custo de compra de energia no ACL Incentivado (R$/MWh – valores reais de novembro de 2017)



Fonte: PSR.

3 RECOMENDAÇÕES PARA TRAZER OS CUSTOS DA ENERGIA ELÉTRICA PARA A INDÚSTRIA A PATAMARES COMPETITIVOS

A energia elétrica é um dos principais insumos da indústria brasileira, razão pela qual a sua disponibilidade e o seu custo são determinantes para a competitividade do produto nacional. Num passado não muito distante, o sistema elétrico brasileiro era considerado um dos mais eficientes do mundo e representava uma importante vantagem competitiva para a economia brasileira. Infelizmente, esse tempo passou.

Os desafios enfrentados atualmente pelo setor elétrico brasileiro remontam a diversas origens. Os diversos problemas enfrentados ao longo dos últimos anos e custos crescentes para o consumidor evidenciam a necessidade de reformas. O Ministério de Minas e Energia iniciou, em 2017, as discussões sobre o novo modelo do setor elétrico por meio das Consultas Públicas 32 e 33. As principais propostas do Governo se referem a:

- promover a expansão sustentável do mercado livre de energia;
- alterar a forma de contratação da energia pelas distribuidoras;
- otimizar a alocação dos riscos entre os agentes do setor elétrico;
- resolver o problema de subremuneração das usinas geradoras que estão sob o regime de cotas; e
- repensar o modelo de financiamento da expansão do setor elétrico sem a participação (ou com participação reduzida) do BNDES.

A questão do financiamento ocupará papel de destaque na discussão do novo marco para o setor elétrico. Por longos anos, o setor dependeu do repasse de recursos do BNDES a custos muito baixos. No fundo, o modelo de financiamento tradicional, subsidiado pela União, acabou por definir o modelo de funcionamento setorial. A situação fiscal pouco favorável nos próximos anos exigirá novas soluções financeiras. Talvez com base no mercado de capitais ou no sistema financeiro tradicional e muito possivelmente com a atração de capital internacional.

Outra questão central que afeta a competitividade do setor produtivo é o peso dos impostos e encargos sobre a energia elétrica, que somados representam mais de 45% do total da tarifa. O peso desses encargos constitui um entrave ao aumento da demanda o que por consequência rebate nos novos investimentos e no desenvolvimento sustentável do setor elétrico.

Cientes dos desafios que se apresentam para o País no setor de energia elétrica, foram desenvolvidas recomendações que podem contribuir para crescimento sustentável do setor. As recomendações apresentadas estão alinhadas com os princípios norteadores utilizados pelo Ministério de Minas e Energia em sua proposta de adequação do modelo setorial.

Recomendação 1 – Promover a estabilidade institucional, principalmente na regulação relacionada à formação de preços e tarifas

Contexto

Mudanças na regulamentação devem ser feitas sempre que necessárias visando mantê-la atualizada e eficaz. Contudo, novas regras devem ser elaboradas com a participação dos diferentes setores da sociedade, e estas precisam ter seus potenciais impactos avaliados de antemão e estar em harmonia com as normas preexistentes.

A clareza e aplicação de regras e das penalidades possibilitam que os agentes consigam prever melhor seus custos e oportunidades, atribuindo menor grau de risco ao negócio e, em muitos casos, diminuindo o retorno exigido sobre o investimento a ser feito. Isso se aplica tanto ao empreendedor quanto ao investidor, que traduz essa percepção nos *spreads* e garantias exigidos nos financiamentos.

Problema

O passado recente apresenta vários exemplos de intervenções do governo na regulação do setor que levaram a um aumento da percepção de risco pelos

agentes atuantes, culminando inclusive em um movimento de judicialização das questões do setor.

Em um ambiente institucional instável o papel do regulador e fiscalizador é reduzido uma vez que as decisões administrativas são frequentemente questionadas e as disputas são levadas ao Poder Judiciário.

A instabilidade regulatória aumenta a percepção dos riscos de mercado por parte dos geradores, aumentando o prêmio de risco que é repassado para os preços da energia.

Como implementar a proposta

Estabelecer procedimento para que alterações em leis e na regulamentação tenham a participação dos diferentes setores da sociedade, de forma a garantir que seus potenciais impactos sejam avaliados de antemão, buscando a harmonização com o arcabouço regulatório existente. Mudanças regulatórias devem observar o respeito aos contratos já firmados e devem ter prazo para implementação que permita previsibilidade para que os agentes do mercado se reposicionem.

Um exemplo de ação que contribui para a estabilidade regulatória é o mecanismo de Análise de Impacto Regulatório ("AIR"). A AIR é o instrumento por meio do qual são avaliadas a necessidade e as consequências da regulação que está sendo proposta, e onde são verificados se os benefícios potenciais da medida excedem os custos estimados. Também é objetivo da AIR analisar se, entre todas as alternativas em estudo para alcançar o objetivo da regulação proposta, a ação é a mais benéfica para a sociedade.

No setor elétrico brasileiro, a Aneel já vem adotando o uso da AIR e recentemente a agência aprovou uma nova regulamentação para realização da análise. Uma modificação bastante relevante frente a regulação anterior é que está previsto que haverá a discussão prévia do Relatório de AIR antes que se disponibilize qualquer minuta de ato normativo.

O processo de discussão do relatório de AIR poderá ocorrer (i) via audiência pública, neste caso haverá duas fases distintas, sendo a primeira fase visando contribuições acerca do Relatório de AIR e a segunda sobre a minuta do ato normativo, ou (ii) via consulta pública do Relatório de AIR previamente a audiência pública do ato normativo, neste caso a primeira fase desta poderá ser dispensada. Apenas sob aprovação da Diretoria da Aneel a AIR poderá ser analisada conjuntamente com a minuta de ato normativo em uma audiência pública.

Este processo é essencial para garantir não apenas a participação mais ampla da sociedade nas discussões propostas, mas também proporcionar um debate mais amplo acerca das premissas adotadas, análises, comparações de alternativas de

regulamentação (que antes não havia), ou mesmo inclusão e/ou exclusão de outras alternativas, levando a decisões mais consistentes e, espera-se, com maior estabilidade regulatória.

Recomendação 2 – Reduzir encargos setoriais, incentivos, subsídios e aprimorar a alocação dos custos remanescentes

Contexto

A principal origem do volume de subsídios pagos no setor elétrico é a Conta de Desenvolvimento Energético. A principal fonte de receita do fundo é a arrecadação das quotas anuais pagas pelos consumidores finais, cativos e livres, por meio do pagamento de suas TUST e TUSD.

Relembrando, dentre os objetivos da CDE, encontram-se a obtenção de recursos para custear:

- Tarifa Social de Energia Elétrica ("TSEE") aplicada aos consumidores da subclasse residencial baixa renda.
- Promoção da competitividade da energia produzida a partir de carvão mineral nacional e a partir de fontes eólica, termo solar, fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa e outras fontes renováveis.
- Compensação dos benefícios tarifários concedidos a gerador e consumidor de fonte incentivada; consumidor rural; irrigação e aquicultura em horário especial; serviço público de irrigação; serviço público de água, esgoto e saneamento; distribuidoras de pequeno porte; e cooperativas de eletrificação rural com baixa densidade de carga.

Juntos esses fins representaram pouco mais de R$ 8 bilhões das despesas realizadas da CDE em 2016 e, até setembro de 2017, o montante já somava mais de R$ 6 bilhões, conforme pode ser visto na Tabela 1.

Problema

Apesar de incentivos e subsídios terem papel fundamental na viabilização de novas tecnologias e projetos de geração de energia elétrica, não é sustentável que o setor

elétrico seja utilizado como instrumento de transferência de renda de políticas de estado custosas e por vezes ineficientes.

Incentivos e subsídios devem ser constantemente revistos e reavaliados, sendo mantidos enquanto justificáveis. Mais ainda, seu estabelecimento deve vir sempre acompanhado de uma expectativa de término (o que não é o caso da maioria dos subsídios hoje pagos em tarifa).

Como implementar a proposta

Um caminho para a racionalização dos subsídios é a definição e implementação do Plano de Redução Estrutural de despesas da CDE, previsto na Lei 10.438/2002. O Poder Concedente deveria ter apresentado esse plano ao final de 2017, entretanto Portaria do MME[78] adiou a entrega do plano para 30 de abril de 2018, sendo que o documento foi disponibilizado para ser discutido em Consulta Pública, que ainda está em andamento. Assim, faz-se necessária maior celeridade na confecção e implementação do plano e que este traga medidas efetivas no sentido de reduzir o volume de subsídios.

Recomendação 3 – Reduzir a duração dos contratos de energia, permitindo que o consumidor tenha acesso a redução de preços advindos de ganhos tecnológicos

Contexto

A maior parte da nova oferta de geração de energia é contratada através de leilões de energia nova para o mercado cativo, que oferecem aos empreendedores CCEARs de longo prazo: entre 15 e 30 anos, dependendo da fonte de geração e modalidade do contrato.

78. Portaria 496/2017.

As razões para contratos de longo prazo são:

- viabilização do financiamento para a construção de projetos de geração de energia através de *project finance*[79], principal modalidade para o setor elétrico no Brasil; e
- incerteza com relação aos preços da energia no longo prazo no Brasil, que faz com que o gerador tenha um incentivo para recuperar a totalidade do investimento ao longo do CCEAR.

Problema

O reajuste anual dos preços dos CCEAR (receita fixa, no caso de CCEAR por disponibilidade) é feito pelo índice de inflação[80], tipicamente o IPCA, os preços desses contratos acabam ficando bastante caros depois de alguns anos. Se considerarmos, por exemplo, que taxa de inflação média é de 5% ao ano, o preço do CCEAR dobra em 15 anos.

A tabela a seguir mostra que, em aproximadamente 10 anos, os preços de energia das grandes hidrelétricas do Rio Madeira aumentaram quase 80% e o preço da usina Belo Monte, em quase 8 anos, já está 59% maior. O mesmo efeito pode ser visto no preço médio dos contratos eólicos e solares[81]. Por exemplo, os preços reais dos leilões de dezembro de 2017 caíram 25% no caso da eólica e 38% no caso da solar, em um período de 3 anos[82].

Neste período, houve uma sequência de elevações na Taxa de Juros de Longo Prazo ("TJLP") acompanhada de aumentos também no *spread* básico[83] de remuneração do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social ("BNDES"): esta taxa subiu de 1% em 2014 para 1,2% em 2015, 1,5% em 2016, e 1,7% em 2017. Consequentemente, o custo do capital financiado pelo BNDES apenas aumentou, mas este efeito foi mais

79. *Project Finance* é uma modalidade de estruturação financeira para a realização de projetos de grande porte, onde a principal fonte de receita para o pagamento do serviço da dívida de seu financiamento e do produto ou serviço resultante vem do fluxo de caixa gerado pela sua própria operação.
80. O índice de inflação é uma das opções que o investidor tem para reajustar o preço do combustível (geração inflexível ou não) do CCEAR por disponibilidade de térmicas.
81. Interessante observar que os preços médios de venda de energia eólica nos leilões de energia nova de 2017 foram praticamente os mesmos daqueles de 2011. Entretanto, não é possível comparar esses dois produtos uma vez que as conjunturas sob as quais eles foram negociados são bem diferentes. De 2011 para cá observou-se mudanças significativas em variáveis bastante importantes na precificação desses contratos eólicos: menor disponibilidade de crédito e enrijecimento das condições de financiamento do BNDES e, em contrapartida, aumento dos fatores de capacidade e diminuição do custo dos equipamentos (*capex*).
82. Percentuais de redução obtidos pela comparação do resultado do leilão A-4 de dezembro de 2017 com o resultado do leilão de energia de reserva de outubro de 2014 para eólica e solar, ajustado pelo IPCA do período, e considerando a receita fixa das usinas (e não o seu Índice Custo Benefício, o ICB).
83. Spread esse que é somado a praticamente todas as operações de crédito do banco.

que compensado pela melhora substancial nas condições macroeconômicas, ilustrada pela queda na inflação e na taxa de juros visíveis na Figura 32, mais adiante.

Existe um claro descasamento entre o custo da obra, que está ligado ao custo do financiamento e o custo da energia vendida, corrigida pelo IPCA. Nesse contexto o consumidor paga mais caro pela energia, sem uma justificativa técnica razoável, uma vez que mais de 80% do custo do final do empreendimento está no investimento.

Em contrato tão longo, onde a venda de energia é reajustada de forma tão favorável ao investidor, não existem incentivos para que melhorias tecnológicas sejam incorporadas.

Tabela 3 – Parâmetros de alguns contratos de energia nova

	Venda do contrato	Início do suprimento	Duração (anos)	Preço na data de venda (R$/MWh)	Preço em fevereiro de 2018 (R$/MWh)
UHE Santo Antônio	10-dez-2007	1-jan-2012	30	78,87	142,36
UHE Jirau	19-mai-2008	1-jan-2013	30	71,37	125,22
UHE Belo Monte	20-abr-2010	1-jan-2015	30	77,97	124,12
Fonte eólica Proinfa* (1ª etapa)	1-mar-2004	30-dez-2006	20	204,35	438,34
Fonte eólica 12º	17-ago-2011	1-mar-2014	20	99,58	147,12
Fonte eólica 13º	20-dez-2011	1-jan-2016	20	105,12	152,27
Fonte eólica 25º	18-dez-2017	1-jan-2021	20	108,00	108,31
Fonte eólica 26º	20-dez-2017	1-jan-2023	20	98,62	98,90

* índice de reajuste de preço dos contratos do Proinfa é o IGP-M

Fonte: PSR, a partir de dados da CCEE, 2018.

Como implementar a proposta

Uma forma de evitar essa escalada de preços dos CCEAR é realizar revisões periódicas, mantendo os valores em níveis coerentes sem afetar o equilíbrio financeiro do projeto. Esta solução é aplicada aos segmentos de transmissão e distribuição.

Outra alternativa é reduzir a duração do contrato de venda para o mercado regulado e possibilitar ao empreendedor que parte da recuperação de seu investimento também ocorra por meio de contratos no mercado livre, em condições a serem livremente negociadas.

Por exemplo, se os financiamentos praticados no mercado têm duração de apenas 16 anos, pode-se considerar reduzir a duração do contrato para apenas este intervalo de tempo (no lugar de 20 a 30 anos como praticado nos leilões de energia nova atuais).

O empreendedor teria parte de seu período de concessão vinculados a contratos no mercado regulado e outro período de concessão venderia sua energia no mercado livre, por preços e condições livremente negociados. Essa medida seria um forte incentivo para a busca permanente por otimizações contratuais, financeiras e tecnológicas.

No entanto, apesar de em maneira geral o apetite pelo risco de o investidor ser maior que o das entidades financiadoras, é importante criar um ambiente de mercado que permita que o gerador tenha uma expectativa de renda razoável após o CCEAR, evitando assim que o custo de investimento seja recuperado apenas no horizonte do contrato.

Recomendação 4 – Aprimorar a alocação dos custos da expansão entre os consumidores regulados e livres

Contexto

O principal motor para a expansão do parque gerador são os leilões de energia nova, que alocam de forma majoritária os custos e os riscos da expansão no mercado regulado. Como consequência, as tarifas do mercado regulado possuem contratos de longo prazo, o que pode resultar em aumento nos custos finais, conforme discutido anteriormente.

Adicionalmente, a expansão termelétrica do sistema, necessária para a segurança energética e elétrica, mas que em termos de preço de energia é atualmente uma das mais caras, é contratada apenas no mercado regulado.

Problema

O mercado livre tem crescido a taxas expressivas nos últimos anos. Em janeiro de 2016 ele correspondia a 23% do consumo total, atingindo 31% do consumo total em julho de 2017.

A decisão de migração para o mercado livre ocorre pela possibilidade de o consumidor escolher um provedor de energia que ofereça um produto mais competitivo e aderente ao seu perfil de consumo que a distribuidora.

Essa maior competitividade do provedor de energia deveria ser adquirida somente por meio do bom gerenciamento dos riscos de compra de energia, seja através da comercialização de energia no mercado de curto prazo ou de um portfólio de geração otimizado.

A alocação majoritária dos custos e dos riscos de expansão no mercado regulado gera subsídios indiretos que incentivam a migração para o mercado livre. Essa distorção regulatória reduz a competitividade do mercado regulado e cria o risco de uma espiral da morte: a migração para o mercado livre resulta em aumento da tarifa no mercado regulado para recuperar os custos dos contratos legados, aumentando a atratividade para a migração, o que retroalimenta o processo.

Como implementar a proposta

Recomenda-se a separação entre o lastro e a energia, medida contida no Projeto de Lei de Modernização do Setor Elétrico, resultado da CP 33/2017.

Esta medida permite alocar corretamente os custos da expansão entre os consumidores que são beneficiados pela segurança de suprimento, coordenar a expansão do sistema em um ambiente de maior abertura do mercado livre e aprimorar a financiabilidade dos novos projetos em um mercado com contratos de menor duração.

Nesta proposta, de forma simplificada, os geradores passam a receber separadamente um pagamento pela sua contribuição para a segurança de suprimento, que é um bem comum a todos os consumidores, e um pagamento pela venda da energia, que é um bem privado, relacionado à percepção de risco individual de cada agente. Desta maneira, o pagamento pelo lastro é equivalente à diferença entre a renda total necessária para recuperar o investimento em nova capacidade de geração e a renda com a venda da energia.

A expansão do sistema passaria a ser coordenada por meio de leilões centralizados, organizados pelo governo, para a compra de lastro para todo o mercado consumidor (livre e regulado). Os custos da expansão, referentes aos custos com aquisição de lastro, seriam alocados a todos os consumidores livres e regulados.

Os contratos de lastro seriam de longo prazo, para viabilizar o financiamento da expansão. Desta maneira, um benefício adicional da separação entre o lastro e a energia é permitir a redução do prazo dos contratos de energia.

Recomendação 5 – Priorizar a alocação dos riscos de mercado para os geradores, que possuem maior condição de gerenciá-los

Contexto

Um dos objetivos do desenho de contratos proposto no Brasil para venda nos leilões de energia nova era atender o melhor possível às necessidades dos financiadores, de modo a viabilizar modelos de *project finance* com alto grau de endividamento.

O princípio geral é que, como o consumidor de energia elétrica tem um portfólio de contratos mais diversificado que o gerador ou que o financiador. Esse maior portfólio permitiria ao consumidor minimizar os riscos a custos aceitáveis.

A solução de máximo bem-estar social é que o consumidor absorva mais riscos no contrato em troca de uma energia com menor custo (já que de outra forma esse risco precisaria ser precificado por financiadores e investidores).

Problema

Embora em termos fundamentais este princípio permaneça verdadeiro, alguns dos eventos ocorridos recentemente no setor levam a crer que o consumidor possa ser prejudicado em arranjos como esse com mais frequência do que se acreditava anteriormente. Ou seja, o potencial de problemas assumidos pelo consumidor pode ter sido subestimado na precificação original desses contratos e isso impacta o custo final da energia pago pelo consumidor cativo.

Como exemplo, a alocação de risco ao consumidor no desenho dos contratos de cotas e na repactuação do risco hidrológico (vide seção 2.3.1), até o momento levaram a um sobre custo repassado à tarifa.

Para que investidores e financiadores absorvam algum risco será preciso essa quebra de paradigma. Os contratos do setor elétrico não precisam ser desenhados de modo a blindar o agente gerador da maior parte dos riscos.

Como implementar a proposta

Os contratos de energia devem ser desenhados considerando que existe uma assimetria de informação entre geradores e os agentes que tomam decisões em prol do consumidor regulado (regulador e distribuidora).

Os contratos com geradores no Chile, por exemplo, são contratos por quantidade simples[84] independentemente da tecnologia de geração. Até o momento os geradores têm se mostrado interessados em absorver este risco no lugar do consumidor.

Uma solução que já foi estudada no Brasil é a possibilidade de construção de uma estratégia de contratação de curto e médio prazo no mercado livre, envolvendo renovações frequentes de contratos em horizonte rolante.

Evidentemente, uma estratégia como esta exige um certo grau de maturidade do mercado de capitais: um banco que tem participação dominante tem pouco incentivo a revisar os seus termos de financiamento e pode levar a um aumento de custos muito significativo caso o setor elétrico passe a oferecer contratos menos atrativos.

Por outro lado, diversos bancos podem ter interesse em manter em seu portfólio investimentos com as características dos projetos do setor elétrico (i.e., investimentos de grande porte, de longo prazo, e risco relativamente baixo uma vez terminada a construção), e à medida que surge competição entre bancos dispostos a financiar projetos no setor elétrico passa a haver um maior potencial para que o mercado ofereça produtos mais adaptados às necessidades do setor.

84. Contratos por quantidade são contratos onde o agente vendedor se compromete a entregar um volume previamente estabelecido de energia, recebendo por isso um preço fixo do agente comprador, independentemente da sua real geração. Assim, se a usina gerar a mais ou a menos do que o volume vendido, todo esse risco (ou benefício) é absorvido pelo gerador.

Recomendação 6 – Diversificar os agentes no mercado de investimentos em infraestrutura

Contexto

O investimento em projetos do setor elétrico é altamente capital intensivo, com a parcela de custos de capital representando por volta de 80% do custo da energia. Com isto, a disponibilidade de capital e a taxa de retorno exigida pelos financiadores e investidores têm sido historicamente elementos importantes para viabilizar projetos de energia nova a custos acessíveis.

De fato, o próprio mecanismo de leilões de energia nova brasileiro foi desenhado em 2004 com estas preocupações em mente: o contrato de longo prazo, indexado à inflação, e adaptado às características de cada tecnologia de geração, permitia a viabilização de sistemas de *project finance*.

O princípio que guiou estas escolhas é que o risco relativamente baixo que o gerador teria ao longo da sua vida útil se traduziria em melhores condições de financiamento, trazendo benefícios ao consumidor por meio dessa redução de custos.

Problema

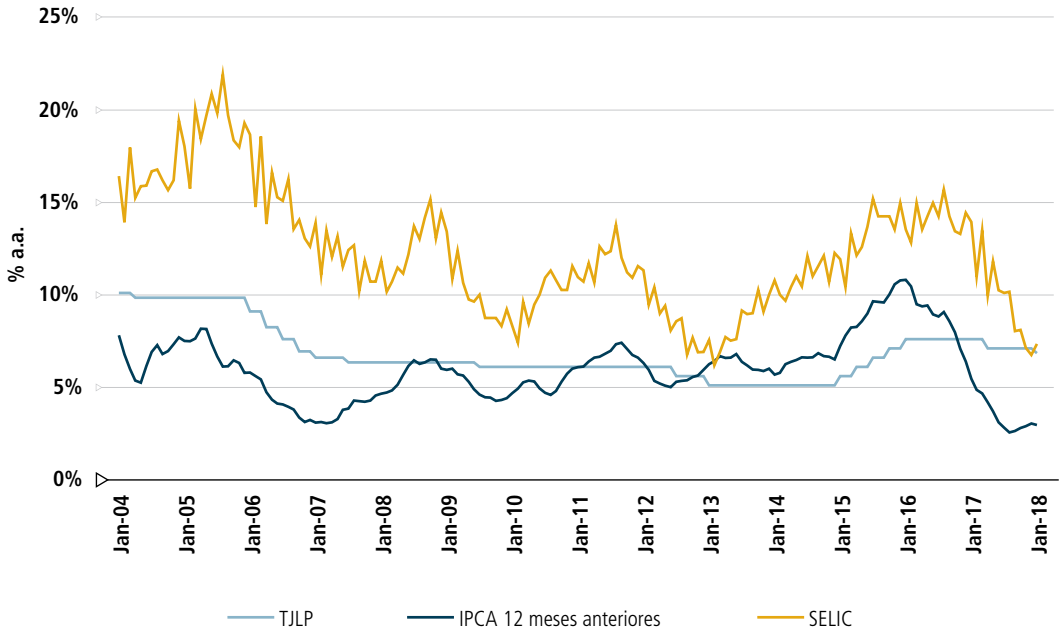
O BNDES permaneceu a entidade dominante no oferecimento de serviços de financiamento aos investidores em energia nova do Brasil em virtualmente todo o período desde a introdução dos leilões de energia em 2004. O Banco do Nordeste também teve participação relevante no período de 2009 e 2010, mas de uma forma geral bancos privados (nacionais ou internacionais) não conseguiram competir com as taxas e condições oferecidas por estes bancos públicos por mais de uma década.

Em grande parte, esta situação se materializou devido à política adotada para a taxa de juros de referência usada para as aplicações do BNDES, a TJLP, até recentemente: esta taxa foi mantida abaixo do custo de captação dos títulos do governo (representados com boa aproximação pela taxa SELIC[85]) e em diversos momentos mesmo abaixo da inflação no período (medida pelo indicador IPCA), como ilustrado na Figura 32.

85. Taxa do Sistema Especial de Liquidação e Custódia.

A TJLP é uma boa *proxy* para o custo do financiamento, embora na prática o custo total percebido pelo investidor deva incorporar uma série de outros elementos, tais como o *spread* do banco, sua participação máxima, o prazo de amortização, e o sistema de amortização.

Figura 32 – Comparação da evolução das taxas de juros nominais (TJLP e SELIC) e da inflação acumulada nos 12 meses anteriores (IPCA)



Fonte: IPEADATA, 2017.

De uma forma geral, a política de taxas de juros baixas adotada pelo governo pode ser eficaz em reduzir o custo da energia nos leilões, visto que o custo percebido pelos investidores (e repassado no preço de contrato) é menor graças às condições de financiamento oferecidas pelo BNDES.

Entretanto, a diferença entre a taxa de juros da captação de recursos pelo governo brasileiro (que é bem representada pela SELIC) e a taxa de juros dos empréstimos ao BNDES (que é bem representada pela TJLP) precisa ser coberta pelo Tesouro Nacional – o que significa que os contribuintes estariam implicitamente pagando por qualquer redução de custo da energia nova conseguida desta forma.

O resultado essencial dessa política de incentivos é uma transferência de renda de contribuintes a consumidores de energia elétrica: os custos totais permanecem essencialmente os mesmos.

Desde 2015, entretanto, houve uma mudança nesta política de subsídios ao segmento de infraestrutura. Inicialmente como parte de um pacote de medidas emergenciais

motivadas pela crise econômica e restrições orçamentárias do governo, que forçaram aumentos sucessivos na TJLP e na taxa de remuneração do BNDES, posteriormente estas medidas se cristalizaram com uma sinalização sistemática para que se elimine o diferencial de custo entre a captação do governo e o empréstimo aos projetos de infraestrutura no médio prazo.

A Lei 13.483/2017 introduziu o novo índice TLP[86], que passa a ser a principal referência para os empréstimos do BNDES, e que até 2023 irá convergir para um índice de juros de títulos do Tesouro[87].

Esta mudança de filosofia abre espaço para uma maior gama de possibilidades para o financiamento de projetos. O desafio é garantir que, de fato, haja essa transformação em direção a novas fontes de financiamento.

Como implementar a proposta

Embora o Brasil tenha apresentado algumas sinalizações positivas no que diz respeito à financiabilidade no setor elétrico, é possível identificar uma série de caminhos de potencial melhora. Qualquer proposta estratégica para a financiabilidade deve levar em conta a maior diversidade de agentes que se espera no mercado no longo prazo, e buscar uma alocação de risco equilibrada entre as diferentes partes envolvidas (consumidor, gerador e financiador).

- **Garantir que a nova política do BNDES venha acompanhada de novas fontes de financiamento**

  Ao contrário da realidade recente, em que praticamente todo projeto precisava ser financiado pelo BNDES para tornar-se competitivo, diferentes modelos de negócio começam a tornar-se viáveis: por exemplo, uma maior participação de capital próprio, financiamentos de bancos privados, e empréstimos de instituições internacionais.

  Esta proliferação de alternativas pode levar ao surgimento de produtos de financiamento mais adaptados ao setor elétrico e mesmo a uma redução da taxa de juros praticada pelos bancos devido à competição.

  Para que isto possa de fato ocorrer, é importante a que nova política de juros do BNDES venha acompanhada de novos meios de atrair diferentes agentes ao mercado de investimentos em infraestrutura.

86. Taxa de Longo Prazo.
87. A partir de 2023, a TLP será igual à taxa do produto financeiro NTNB vendido pelo Tesouro Nacional somado ao IPCA – o que resulta uma taxa de juros nominal aproximadamente compatível com os juros praticados pelo mercado em empréstimos ao governo.

O aumento da participação de outras instituições e modelos de negócio é um processo lento, sujeito a retrocessos, e certamente o BNDES permanecerá como um dos principais agentes atuando neste mercado.

- **Acomodação de restrições do financiamento no contrato**

  Além do setor bancário necessitar adaptar o seu desenho de produtos para acomodar restrições do setor elétrico, interessa também ao setor elétrico ajustar seus contratos de modo a melhor atender às necessidades do setor bancário.

  Dessa forma, passa a haver uma dinâmica entre os dois setores – não havendo compatibilidade perfeita entre o desenho dos contratos de venda de energia do setor elétrico e o desenho dos termos de financiamento do sistema bancário, mas havendo sempre interesse em buscar uma coordenação e oportunidades de ganho.

  De uma forma geral, sempre que os agentes financiadores *sobrevalorizam* determinada característica, é interessante que o setor elétrico acomode tal restrição, repassando os riscos ao consumidor.

  Um exemplo de sobrevalorização é a exigência de atendimento de um patamar mínimo para a razão entre a receita total em determinado período e o montante comprometido com o pagamento de dívidas neste mesmo período (o chamado Índice de Cobertura do Serviço da Dívida, ICSD). A entidade financiadora observa unicamente o ICSD *mínimo* ao longo da vida útil do projeto – mas este índice tende a ser muito mais restritivo nos primeiros meses de operação da usina, quando o valor que deve ser pago à entidade financiadora é mais elevado e quando houve menos ajustes no preço do contrato em função da inflação.

  Seria relativamente simples para o setor elétrico oferecer um contrato com perfil de preço decrescente ao longo do tempo: tornando o perfil de remuneração mais similar ao perfil de pagamento da dívida e reduzindo a discrepância entre o ICSD do início e final do período.

  Modelos como esse foram implementados nos leilões de geração eólica da China, por exemplo – facilitando o fluxo de caixa do gerador no período crítico de financiamento, mas posteriormente contribuindo para a modicidade de custos ao consumidor.

  É importante não fazer tal transição de forma impensada: para que uma estratégia de realocação de risco seja bem-sucedida, é necessário que o financiador também acredite no mecanismo e aceite oferecer um empréstimo sem exigir um prêmio de risco excessivo.

Impor um número grande de exigências de forma repentina pode levar a uma perda de interesse de potenciais financiadores e consequente aumento do custo da energia nova – exatamente o efeito contrário do desejado.

Recomendação 7 – Otimizar a expansão da geração e transmissão de forma conjunta e interativa

Contexto

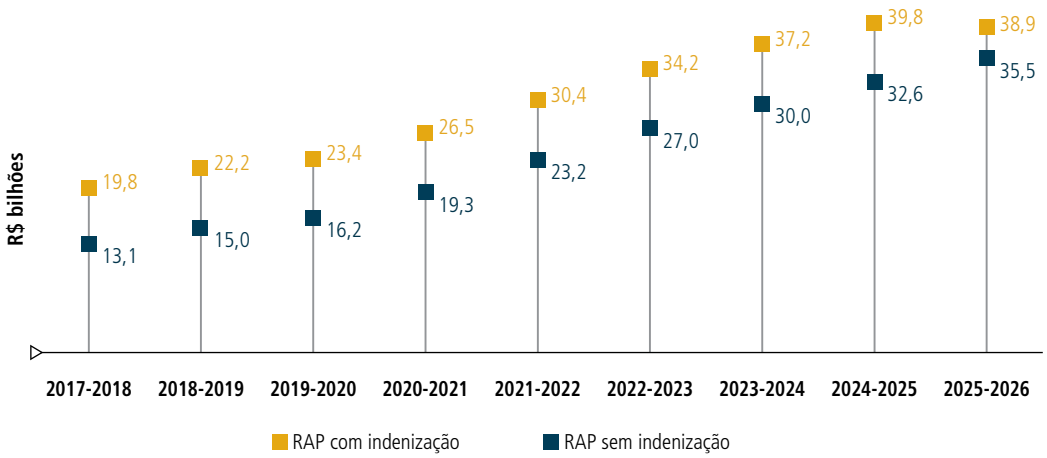
A otimização da expansão do sistema elétrico depende de um interação complexa e dinâmica entre geração e transmissão. A operação segura do SIN, ao menor custo possível, depende da somatória dos custos de geração e transmissão. Entretanto, a forma como a expansão da oferta de energia acontece hoje, não considera esses custos de forma global.

Como consequência dessa expansão não otimizada, os custos de transmissão, além de serem uma parcela bastante significativa do custo final da energia, estão crescendo de maneira muito acelerada.

De acordo com dados da Aneel (ANEEL, 2017b), baseados no Plano Decenal de Expansão de Energia ("PDE"), só no ciclo tarifário 2017-2018 serão pagos aproximadamente R$ 20 bilhões pela remuneração da rede, valor este que deve aumentar para R$ 22 bilhões no ciclo 2018-2019, para R$ 30 bilhões no ciclo 2021-2022, chegando a aproximadamente R$ 40 bilhões no ciclo 2024-2025.

O gráfico a seguir mostra os gastos previstos para a remuneração das obras de transmissão do ciclo 2017-2018, até o ciclo 2025-2026.

Figura 33 – Estimativa da evolução dos gastos com transmissão



Fonte: Aneel, 2017b.

Mesmo se for desconsiderada a despesa extra, da ordem de 60 bilhões de reais ao longo dos próximos anos, com a indenização dos ativos de transmissão anteriores a 2000, ainda que os montantes totais de cada ano sejam menores, a tendência de crescimento acelerado ainda é mais clara. Por exemplo, do ciclo 2017-2018 a 2025-2026 há um aumento de quase três vezes[88] nos gastos de transmissão sem indenizações.

Problema

Utilizando-se a metodologia vigente de cálculo da TUST do segmento consumo, informando como RAP os valores em laranja do gráfico da figura anterior, e utilizando os dados de crescimento de demanda constante das bases de dados disponíveis (Aneel, 2017b), o resultado obtido é o mostrado na Figura 26, e que mostra que a tendência de crescimento não é provocada pelo crescimento da demanda.

Os custos com a rede de transmissão serão uma parcela cada vez mais significativa do custo final da energia e, portanto, é importante garantir que os investimentos feitos a cada ano na rede de transmissão sejam os mais eficientes possíveis.

A expectativa do aumento do investimento ao longo dos anos no sistema de transmissão se dá por consequência da (i) necessidade de aumento de confiabilidade do sistema e (ii) adequação da rede de transmissão para acomodar o parque gerador que cresce longe dos centros de carga.

88. (35,5/13,1) = 2,7.

Em um passado recente, a expansão da transmissão no Brasil era realizada de forma *hierárquica*[89] e *determinística*[90]. Essa metodologia deixou de ser utilizada quando se verificou que a expansão do sistema se mostrava defasada e que a rede de transmissão era um limitante para entrada de novos geradores.

Dessa forma, considerando principalmente o descasamento nos cronogramas de implantação do parque gerador e das linhas de transmissão, o planejador do sistema modificou sua metodologia de expansão da rede de transmissão onde atualmente adota a prática da *Expansão Indicativa da Transmissão.* Nesta metodologia a expansão do sistema de transmissão é adiantada a possíveis expansões do sistema de geração.

A proposta metodológica mais adequada é a Expansão Proativa, e considerando o ferramental já desenvolvido e em uso pela EPE, recomendam-se alguns aperfeiçoamentos à Expansão Indicativa da Transmissão, de forma que ela possa convergir para a Expansão Proativa.

Como implementar a proposta

O planejamento Proativo da Transmissão consiste em determinar uma expansão do sistema de transmissão sob incerteza do crescimento do parque gerador. Ou seja, o que se deseja é ter uma expansão da rede de transmissão suficientemente flexível para dar suporte a diferentes cenários de expansão competitiva da geração (denominados *macrocenários*)[91].

A metodologia de expansão indicativa utilizada hoje pela EPE, se aproximará da Expansão Proativa, caso sejam adotadas:

- **A utilização de múltiplos cenários de despacho de geração.**

  Essas simulações de múltiplos cenários de despacho permitirão verificar a distribuição de probabilidade de sobrecargas nos circuitos do SIN.

- **A utilização de n cenários de expansão competitiva da geração.**

  A variedade de cenários deve ser grande o suficiente para representar a diversidade de tecnologias e capacidade de se adaptar a cenários futuros não identificados inicialmente[92].

89. Quando no processo de expansão da transmissão a decisão de construção dos ativos de transmissão são tomadas após a decisão de investimento dos geradores.
90. Devido a limitações de software, o planejamento hierárquico da transmissão no Brasil era realizado para poucos cenários determinísticos de despacho do parque gerador.
91. A expansão da rede resultará de uma solução de mínimo custo sistêmico sob risco, considerando o critério de minimização do máximo custo sistêmico entre aqueles associados aos macrocenários definidos a *priori.*
92. Como serão utilizados em abordagem de planejamento sob critério de minimização do máximo custo sistêmico, é importante que os cenários de expansão da geração abordados sejam suficientemente diversos e representem limites de um intervalo realístico de variação de parâmetros relevantes para o planejamento da expansão do sistema de transmissão no horizonte de planejamento.

- **A consideração de o maior número possível de variáveis relevantes de longo prazo para o planejamento da transmissão.**

  Os cenários de expansão da geração deverão considerar, tanto quanto possível, a evolução de todos as variáveis relevantes para[93]:

  » A expansão do sistema de transmissão, cujo planejamento é o propósito primário do processo em questão; e

  » a expansão competitiva do sistema de geração em ambiente de mercado, já que a capacidade e a localização de geradores são relevantes para a expansão do sistema de transmissão.

  Por essa razão, o que se propõe é construir um conjunto de projetos candidatos que poderão participar da expansão futura, com os parâmetros que caracterizam estes candidatos[94] variando por macrocenário.

  Propõe-se que seja emulado implicitamente o processo de decisão descentralizada de expansão competitiva da geração com retroalimentação dos custos de transmissão. Para tal emulação, pode-se explorar a propriedade de que, sob determinadas premissas[95], a solução entregue pelo mercado para a expansão da geração corresponde à solução ótima global para o sistema. Ou seja, o cenário da expansão da geração, para cada macrocenário, será determinado implicitamente como parte do problema de expansão.

- **A coerência ao longo dos parâmetros de interesse.**

  Os valores de todos os parâmetros que compõem os macrocenários deverão ser técnica e economicamente coerentes entre si, devendo ser realista a consideração simultânea dos valores assumidos para todas as variáveis.

  Por exemplo, em um macrocenário em que mudanças climáticas e significativa elevação de temperatura são admitidas como justificativa para a adoção de valores particulares de estatísticas descritivas de condições hidrológicas, deve ser considerada tal variação para todas as bacias de forma coerente.

  Outro exemplo: premissas sobre crescimento macroeconômico devem ser traduzidas em premissas coerentes da variação de custos de capital e de demanda de energia elétrica.

93. A adoção de um cenário fixo de expansão do sistema resultaria em grande probabilidade de ignorar os sinais econômicos de localização de geradores, que orientam as decisões de agentes de geração quanto à priorização de projetos a construir, de acordo com os custos de transmissão por eles percebidos.
94. *Capex* e demais custos fixos, custos de combustível, impacto de mudanças climáticas em disponibilidade de energia primária no caso de renováveis, etc.
95. Estas premissas incluem a existência de sinais econômicos *locacionais* – sinais locacionais percebidos pelos geradores quanto a custos de infraestrutura de rede e quanto ao valor local da energia devido a perdas e congestão – que sejam eficientes em orientar as decisões de localização de geradores. Não é objeto deste documento discutir a validade desta premissa para o sistema brasileiro.

GLOSSÁRIO

ACL – Ambiente de Contratação Livre

Ambiente no qual há a negociação direta de contratos bilaterais entre os agentes que podem participar do mercado livre de energia: geradores, comercializadores e consumidores livres.

ACR – Ambiente de Contratação Regulada

Ambiente no qual se realiza a contratação de energia entre geradores e empresas distribuidoras. Toda contratação do ACR é realizada por meio de leilões de energia.

ANA – Agência Nacional de Águas

Agência que regula o uso da água de rios e lagos, sob a responsabilidade do poder federal.

Aneel – Agência Nacional de Energia Elétrica

Agência reguladora do setor de energia elétrica no Brasil, responsável por estabelecer as regras e condições gerais para os agentes.

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

Empresa pública federal, cujo principal objetivo é financiar, no longo prazo, a realização de investimentos em todos os segmentos da economia. No setor elétrico brasileiro, tem atuado como o principal agente financiador.

CCC – Conta de Consumo de Combustíveis

Encargo do setor elétrico brasileiro que subsidia o custo de geração em sistemas isolados, que têm elevada participação de usinas a óleo combustível.

CCEAR – Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado

Contrato assinado entre as distribuidoras e os geradores vencedores dos leilões de energia.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

Entidade privada, subordinada à Aneel, responsável pelo registro e gerenciamento de operações de comercialização de energia e pelas liquidações no mercado de curto prazo.

CCEN – Contrato de Cota de Energia Nuclear

Contrato assinado entre as distribuidoras e a Eletronuclear pela energia das usinas de Angra 1 e 2, conforme a Lei 12.111/2009.

CCGF – Contrato de Cotas de Garantia Física

Contrato assinado entre as distribuidoras e os geradores hidrelétricos que tiveram sua concessão renovada ou relicitada sob a égide da Lei 12.783/2013.

CCRBT – Conta Centralizadora dos Recursos das Bandeiras Tarifárias

Conta, gerida pela CCEE, que centraliza todos os recursos arrecadados pela aplicação das Bandeiras Tarifárias e todas as despesas variáveis que devem ser cobertas por esses recursos.

CDE – Conta de Desenvolvimento Energético

Encargo do setor elétrico brasileiro, com o objetivo de financiar o desenvolvimento energético dos estados, projetos de universalização do acesso à energia, subvenções a consumidores de baixa renda e incentivos a determinadas tecnologias.

CDI – Certificado de Depósito Interbancário

Taxa cobrada por título de mesmo nome, emitido por instituição financeira como empréstimo de curtíssimo prazo (normalmente de um dia).

CFURH – Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos

Encargo que incorre sobre a geração de usinas hidrelétricas, referente à exploração do potencial hidráulico. É destinado, em sua maioria, aos governos estaduais e municipais, com parcelas menores repassadas ao MME e à ANA.

CME – Custo Marginal de Expansão

Representa o custo (em R$/MWh) de se atender a uma unidade adicional de demanda do sistema.

CMO – Custo Marginal de Operação

Representa o custo (em R$/MWh) de se aumentar marginalmente a demanda do sistema. O CMO de um sistema hidrotérmico depende do custo de oportunidade da água armazenada, envolvendo análises complexas, realizadas por modelos computacionais.

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

Conselho composto por ministros de Estado e outras autoridades, responsável pela elaboração da política energética brasileira. Define os critérios de garantia de suprimento e pode autorizar a realização de empreendimentos considerados estratégicos para o país.

CTG – Custo Total de Geração

Representa o custo total de geração de energia dos sistemas isolados, correspondente à soma dos custos fixos e variáveis de combustível, contratação de energia e potência associada, geração própria, encargos setoriais e impostos.

CVU – Custo Variável Unitário

Representa o custo variável de geração de uma usina, em R$/MWh. Deve incluir gastos com combustível e de O&M, mas não considera custos fixos ou remuneração do investimento.

DIT – Demais Instalações de Transmissão

Instalações de transmissão não classificadas como Rede Básica, integrantes de outorgas de geração e/ou concessões de transmissão (vide RB).

EER – Encargo de Energia de Reserva

Encargo do setor elétrico brasileiro que remunera os custos com contratação de usina nos leilões de energia de reserva.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pertencente ao governo federal, encarregada de realizar estudos técnicos de planejamento energético para o MME.

ESS – Encargos de Serviços do Sistema

Encargo do setor elétrico brasileiro que remunera custos de manutenção da confiabilidade do sistema não contemplados no PLD – como o despacho fora da ordem de mérito e os serviços ancilares.

GD – Geração Distribuída

É a geração de energia, independentemente da fonte, realizada junto ou próxima à unidade consumidora.

GF – Garantia física

A garantia física de uma usina, calculada por modelos computacionais, representa a contribuição da usina para a segurança de suprimento do sistema, representando a energia máxima que ela pode vender em contratos.

GSF – Generation Scaling Factor

É a razão entre a energia elétrica produzida pelo conjunto de usinas hidrelétricas pertencentes ao MRE e a soma das garantias físicas do mesmo conjunto.

ICB – Índice custo-benefício

Parâmetro para comparação de projetos nos leilões de energia, que leva em conta a expectativa de geração da usina.

ICMS – Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços

Principal imposto estadual, incidente sobre operações relativas à circulação de mercadorias e, inclusive, operações relativas à energia elétrica.

ICSD – Índice de Cobertura do Serviço da Dívida

Busca avaliar a liquidez do empreendimento. Pode ser calculado, por exemplo, por meio da divisão do EBITDA ajustado e consolidado, representando a geração de caixa operacional, pela parcela de juros mais principal do período, representando o serviço da dívida.

IPCA – Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo

Índice de inflação no Brasil, que captura variações de preços ao consumidor final.

MP – Medida Provisória

Instrumento com força de lei, adotado pelo presidente da República, em casos de relevância e urgência. Produz efeitos imediatos, mas depende de aprovação do Congresso Nacional para transformação definitiva em lei. Seu prazo de vigência é de 60 dias, prorrogáveis uma vez, por igual período.

MME – Ministério de Minas e Energia

Responsável pela formulação e implementação da política energética brasileira. Coordena o CNPE, supervisiona empresas públicas, prepara os planos de expansão e define a garantia física das usinas.

MRE – Mecanismo de Realocação de Energia

Mecanismo obrigatório para todas as usinas hidrelétricas, segundo o qual a produção e o risco hidrológico são compartilhados por todos os integrantes.

ONS – Operador Nacional do Sistema

Entidade privada, subordinada à Aneel, responsável pela operação de curto prazo e despacho físico do sistema.

P&D – Pesquisa e desenvolvimento

Refere-se ao encargo pago por agentes do setor elétrico (geradores, distribuidoras, e empresas de transmissão) para investimentos em pesquisa e desenvolvimento.

PCH – Pequena central hidrelétrica

Qualquer unidade geradora hidrelétrica, com potência inferior a 50 MW, que são tratadas diferentemente das hidrelétricas tradicionais em alguns aspectos.

PDE – Plano Decenal de Expansão

Documento publicado anualmente pela EPE, que descreve o seu planejamento de longo prazo para o sistema elétrico, com horizonte de 10 anos.

PIB – Produto Interno Bruto

Representa a soma, em valores monetários, de todos os bens e serviços finais produzidos numa determinada região, durante determinado período.

PIS/Cofins

São dois dos principais impostos federais brasileiros, incidentes sobre a receita bruta das empresas e destinados à seguridade social.

PLD – Preço de Liquidação das Diferenças

É o preço de liquidação da energia no mercado *spot*, definido a partir do CMO, com aplicação de um "piso" e um "teto". É calculado semanalmente pelo Decomp, para três patamares de carga (pesado, intermediário e leve) e quatro submercados (Norte, Nordeste, Sul e Sudeste-Centro-Oeste).

PMO – Programa Mensal da Operação

Documento publicado mensalmente pelo ONS, que descreve a situação atual do sistema elétrico e faz projeções para os próximos cinco anos.

POCP – Procedimentos Operativo de Curto Prazo

Conjunto de procedimentos adotados pelo ONS na operação do sistema, externamente ao modelo matemático de despacho das usinas, visando garantir maior segurança de suprimento.

Proinfa – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

Programa implementado em 2004 para subsidiar projetos de fonte eólica, biomassa e PCHs e ampliar sua participação na matriz energética brasileira. Também se refere ao encargo criado para financiar o programa.

Proret – Procedimentos de Regulação Tarifária

Conjunto de documentos, de caráter normativo, que consolidam a regulamentação acerca dos processos tarifários, sob responsabilidade da Aneel.

RAP – Receita Anual Permitida

Valor que remunera as instalações do sistema de transmissão, determinado pelo lance vencedor do leilão de transmissão.

RB – Rede Básica

Instalações de transmissão, de tensão igual ou superior a 230 kV, pertencentes a concessionárias de serviço público de transmissão. Os critérios para classificação dos ativos como Rede Básica estão especificados na Resolução Normativa da Aneel 067/2004.

RBSE – Rede Básica Sistema Existente

São os ativos da Rede Básica, que já existiam antes de 31 de maio de 2000, especificados na Resolução 166/2000.

RGR – Reserva Global de Reversão

Encargo do setor elétrico brasileiro destinado à reversão de ativos ao poder concedente ao fim dos contratos de concessão, também utilizado para financiar programas de expansão e melhoria no sistema elétrico.

RTE – Revisão Tarifária Extraordinária

Processo de redefinição das tarifas das distribuidoras, feito em caráter extraordinário, em função de algum evento que provoque significativo desequilíbrio econômico-financeiro da concessão. Também pode ser solicitada em casos de criação, alteração ou extinção de tributos ou encargos legais, após a assinatura dos contratos de concessão, desde que o impacto sobre as atividades das empresas seja devidamente comprovado.

Selic – Sistema Especial de Liquidação e Custódia

Taxa média ajustada dos financiamentos diários, apurados no Sistema Especial de Liquidação e de Custódia para títulos federais. Para fins de cálculo, são considerados os financiamentos diários, relativos às operações registradas e liquidadas no próprio Selic e em sistemas operados por câmaras ou prestadores de serviços de compensação e de liquidação.

SIN – Sistema Interligado Nacional

Principal rede interligada de transmissão e distribuição do Brasil, que cobre grande extensão do País e atende a 98% da carga do sistema. Os outros 2% são atendidos por cerca de 300 sistemas isolados.

TE – Tarifa de Energia

Tarifa paga pelos consumidores cativos de uma distribuidora, correspondente ao pagamento dos custos dos contratos de compra de energia, dos custos do sistema

de transmissão de Itaipu, além de alguns encargos setoriais e passivos financeiros. É anualmente homologada pela Aneel.

TF – Tarifa de Fornecimento

Representa o somatório da TE com a TUSD, sobre as quais incidem os impostos Pis/Cofins e ICMS.

TFSEE – Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

Encargo do setor elétrico brasileiro, que remunera as despesas operativas e operacionais da Aneel.

TJLP – Taxa de Juros de Longo Prazo

Taxa utilizada como referência para os empréstimos do BNDES, definida trimestralmente pelo Conselho Monetário Nacional. Sua composição é baseada na meta de inflação para os 12 meses seguintes, mais um prêmio de risco (usualmente o risco-país). Será substituída pela TLP.

TLP – Taxa de Longo Prazo

Taxa criada pela Lei 13.483/2017 que passou a valer em 1º de janeiro de 2018. No início, a TLP será igual à TJLP. Ao longo de cinco anos, a TLP convergirá suavemente para a taxa de juros da NTN-B de 5 anos, um dos títulos da dívida pública, mais IPCA. Portanto, a TLP convergirá aos poucos para uma taxa por meio da qual o Tesouro Nacional se financia. A taxa será divulgada mensalmente pelo Banco Central.

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

Tarifa paga por consumidores livres ligados à rede de uma distribuidora, correspondente à TUST mais um valor que remunere o custo de construção e manutenção da rede de distribuição.

TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

Tarifa que representa o custo unitário de uso do sistema de transmissão, calculada a partir das RAPs e paga pelos geradores, distribuidoras e consumidores livres, ligados diretamente à rede de transmissão.

UHE – Usina hidrelétrica

UTE – Usina termelétrica

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - Aneel. **Relatórios de consumo e receita da distribuição. Brasília,** 2018a. Disponível em: <http://www.Aneel.gov.br/relatorios-de-consumo-e-receita>. Acesso em: 10 jan. 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - Aneel. **Resultados dos processos tarifários de distribuição. Brasília,** 2018b. Disponível em: <http://www.Aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>. Acesso em: 10 jan. 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - Aneel. **Perdas de Energia. Brasília,** 2018c. (Planilha). Disponível em: <http://www.Aneel.gov.br/metodologia-distribuicao/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/perdas/654800?inheritRedirect=false>. Acesso em: 03 jan. 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - Aneel. **Resolução nº 1863, de 31 de março de 2015**. Prorroga a vigência das tarifas de aplicação da CPFL Mococa, CPFL Jaguari, CPFL Leste Paulista, CPFL Santa Cruz e CPFL Sul Paulista, constantes das Tabelas 1 e 2 do Anexo da Resolução Homologatória Aneel 1.870, de 07.04.2015, e dos valores constantes das Tabelas 3, 4, 5, 6, 7 e 9 das Resoluções Homologatórias Aneel 1.849, 1.850, 1.851, 1.852 e 1.853, de 03.02.2015, até 21.03.2016. Brasília, 2016. Disponível em: <http://www.Aneel.gov.br/cedoc/reh20162017.pdf>. Acesso em: 21 mai. 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - Aneel. **Resolução nº 2004, de 15 de dezembro de 2015**. Homologa os valores e prazos de recolhimento das cotas mensais da CDE - ENERGIA (CONTA-ACR), devidas pelas concessionárias de distribuição, para amortização das operações de crédito contratadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE na gestão da Conta no Ambiente de Contratação Regulada - CONTA-ACR. Brasília, 2015. Disponível em: <http://www.Aneel.gov.br/cedoc/reh20152004ti.pdf>. Acesso em: 21 mai. 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – Aneel. **Biblioteca Virtual: Resoluções Homologatórias da Conta de Desenvolvimento Energético, Conta de Consumo de Combustíveis, Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia e Orçamento do Operador Nacional do Sistema**. Disponível em: <http://biblioteca.Aneel.gov.br/index.html>. Acesso em datas variadas.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - Aneel. **Processos de Contas Anuais: Relatórios de gestão de 2012 a 2016**. Brasília. Disponível em: <http://www.Aneel.gov.br/processos-de-contas-anuais>. Acesso em datas variadas.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - Aneel. **Conta subsídio tarifário**. Brasília, 2017a. Disponível em: <http://www.Aneel.gov.br/conta-subsidio-tarifario>. Acesso em: 29 dec. 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - Aneel. **Resolução Homologatória nº 2.259, de 27 de junho de 2017**. Estabelece o valor das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional, com vigência no período de 1º de julho de 2017 a 30 de junho de 2018, conforme Anexos I, II, III, IV e V-A e V-B desta Resolução. Brasília, 2017b. Disponível em: <http://www2.Aneel.gov.br/cedoc/reh20172259ti.pdf>. Acesso em: 21 mai. 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - Aneel. **Aneel anuncia redução das tarifas de energia elétrica.** 24 jan. 2013. Disponível em: <http://www.Aneel.gov.br/web/guest/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVlZ6/content/id/14536912>. Acesso em: 21 mai. 2018.

AES TIETÊ. **Resultado do trimestre é marcado pelo fim do contrato com a AES ELETROPAULO e recuperação da hidrologia**. 6 mai. 2016. Disponível em: <http://ri.aestiete.com.br/Download.aspx?Arquivo=RgUEx4eqj0xTLBceGucLtw==>. Acesso em: 25 mai. 2018.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA - ABRADEE. **Banco de dados financeiro:** alíquota ICMS 2017. Brasília, 2017a. Disponível em: <http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/banco-de-dados/financeiro>. Acesso em: 27 dez. 2017.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA - ABRADEE. **Comparação internacional de tarifas de energia elétrica 2017 (referência 2016).** Brasília, 2017b. Disponível em: <http://www.abradee.com.br/escolha-abradee-para-voce/material-de-divulgacao/3702-estudo-comparativo-de-tarifas-2017-ref-2016-abradee>. Acesso em: 11 jan. 2018.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Sistema Expectativas**. Brasília, 2017. Disponível em: <https://www3.bcb.gov.br/expectativas/publico/consulta/serieestatisticas>. Acesso em: 21 mai. 2018.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE. **Resultado consolidado dos leilões – 02/2018.** São Paulo, 2018. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/acesso_rapido_header_publico_nao_logado/biblioteca_virtual?tipo=Resultado%20Consolidado&assunto=Leil%C3%A3o&_afrLoop=1045376158793495#!%40%40%3F_afrLoop%3D1045376158793495%26tipo%3DResultado%2BConsolidado%26assunto%3DLeil%25C3%25A3o%26_adf.ctrl-state%3Dlebdij94r_4>. Acesso em: 05 mar. 2018.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE. **Infomercado – Dados gerais. São Paulo,** 2012 A 2017. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado?_adf.ctrl-state=3slvwln-rk_4&_afrLoop=1297708266003679#!>. Acesso em: 11 jan. 2018

CONSULTOR JURÍDICO. **Incidência do ICMS na tarifa de energia é ilegal.** 4 jan 2018. Disponível em: <https://www.conjur.com.br/2018-jan-04/urias-neto-incidencia-icms-tarifa-energia-ilegal>. Acesso em: 24 mai. 2018.

CONTROLADORIA GERAL DA UNIÃO - CGU. **Prestação de Contas do Presidente da República.** 2012 a 2016. Brasília. Disponível em: <http://www.cgu.gov.br/assuntos/auditoria-e-fiscalizacao/avaliacao-da-gestao-dos-administradores/prestacao-de-contas--do-presidente-da-republica/exercicios-anteriores>. Acesso em datas variadas.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Anuário estatístico de energia elétrica.** Rio de Janeiro, 2017. Disponível em: <http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica>. Acesso em: 31 jan. 2018.

GOVERNO DO BRASIL. **Leilão de hidrelétricas negocia R$ 17 bilhões em outorgas.** 25 nov 2015. Disponível em: <http://www.brasil.gov.br/economia-e-emprego/2015/11/leilao-de-hidreletricas-negocia-r-17-bilhoes-em-outorgas>. Acesso em: 24 mai. 2018.

INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA E APLICADA - IPEADATA. **Ipeadata.** Brasília, 2017. Disponível em: <http://www.ipeadata.gov.br/Default.aspx>. Acesso em: 01 fev. 2018.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA - ONS. **Histórico da operação**: geração de energia. Rio de Janeiro, 2017. Disponível em: <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx>. Acesso em: 13 nov. 2017.

MINISTÉRIO DO PLANEJAMENTO, DESENVOLVIMENTO E GESTÃO. **Governo anuncia redução da tarifa de energia elétrica.** 11 set 2012. Disponível em: <http://www.planejamento.gov.br/noticias/governo-anuncia-reducao-da-tarifa-de-energia>. Acesso em: 24 mai. 2018.

REINO UNIDO. Department for bussiness, energy and industrial strategy. **Industrial electricity prices in the EU.** 2017. Disponível em: <https://www.gov.uk/government/statistical-data-sets/international-industrial-energy-prices>. Acesso em: 21 mai. 2018.

WORLD BANK. **Commodities price forecast.** 2017. Disponível em: <http://pubdocs.worldbank.org/en/678421508960789762/CMO-October-2017-Forecasts.pdf>. Acesso em: 21 mai. 2018.

LISTA DAS PROPOSTAS DA INDÚSTRIA PARA AS ELEIÇÕES 2018

1. Segurança Jurídica e Governança: o problema e a agenda
2. Segurança Jurídica e Governança na Infraestrutura
3. Segurança Pública: a importância da governança
4. O Brasil na OCDE: um caminho natural
5. Saúde Suplementar: uma agenda para melhores resultados
6. Educação: a base para a competitividade
7. Ensino de Engenharia: fortalecimento e modernização
8. Financiamento Privado de Longo Prazo: uma agenda para fortalecer o mercado de debêntures
9. Licenciamento Ambiental: propostas para a modernização
10. Biodiversidade: as oportunidades do uso econômico e sustentável
11. Mudanças Climáticas: estratégias para a indústria
12. Economia Circular: o uso eficiente dos recursos
13. Segurança Hídrica: novo risco para a competitividade
14. Modernizar a Tributação Indireta para Garantir a Competitividade do Brasil
15. Tributação da Renda de Pessoas Jurídicas: o Brasil precisa se adaptar às novas regras globais
16. Tributação sobre a Importação e Exportação de Serviços: mudar para uma indústria competitiva
17. Tributação no Comércio Exterior: isonomia para a competitividade
18. Relações de trabalho: caminhos para continuar a avançar
19. Modernização Previdenciária e da Segurança e Saúde no Trabalho: ações para avançar
20. Privatização da Infraestrutura: o que falta fazer?
21. Sistema Portuário: avanços, problemas e agenda
22. Transporte Marítimo de Contêineres e a Competitividade das Exportações
23. Transporte Ferroviário: colocando a competitividade nos trilhos
24. Saneamento Básico: uma agenda regulatória e institucional
25. Grandes Obras Paradas: como enfrentar o problema?

26. Energia Elétrica: custos e competitividade
27. Insumos Energéticos: custos e competitividade
28. Gás Natural: mercado e competitividade
29. Térmicas na Base: a escolha inevitável
30. Telecomunicações: modernização do marco institucional
31. Inovação: agenda de políticas
32. Indústria 4.0 e Digitalização da Economia
33. Compras Governamentais e Desenvolvimento Tecnológico: a experiência internacional e propostas para o Brasil
34. Propriedade Intelectual: uma agenda para o desenvolvimento industrial
35. Governança do Comércio Exterior: aperfeiçoamento de instituições e competências
36. Acordos Comerciais: as prioridades
37. Barreiras Comerciais e aos Investimentos: ações para abrir mercados
38. Investimentos Brasileiros no Exterior: superando os obstáculos
39. Defesa Comercial: agenda para um comércio justo
40. Financiamento e Garantias às Exportações: mais eficácia no apoio ao exportador
41. Facilitação e Desburocratização do Comércio Exterior Brasileiro
42. Documentos Aduaneiros: comércio exterior sem amarras
43. Política Industrial Setorial: conceitos, critérios e importância (esse documento será divulgado em um seminário específico dedicado ao tema)

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI
Robson Braga de Andrade
Presidente

Diretoria de Políticas e Estratégia
José Augusto Coelho Fernandes
Diretor

Diretoria de Desenvolvimento Industrial
Carlos Eduardo Abijaodi
Diretor

Diretoria de Relações Institucionais
Mônica Messenberg Guimarães
Diretora

Diretoria de Educação e Tecnologia
Rafael Esmeraldo Lucchesi Ramacciotti
Diretor

Diretoria Jurídica
Hélio José Ferreira Rocha
Diretor

Diretoria de Comunicação
Carlos Alberto Barreiros
Diretor

Diretoria de Serviços Corporativos
Fernando Augusto Trivellato
Diretor

Diretoria CNI/SP
Carlos Alberto Pires
Diretor

CNI
Robson Braga de Andrade
Presidente

Diretoria de Relações Institucionais – DRI
Mônica Messenberg Guimarães
Diretora

Gerência Executiva de Infraestrutura – GEINFRA
Wagner Cardoso
Gerente-Executivo

Roberto Wagner Lima Pereira
Equipe Técnica

Bernardo Bezerra – Consultoria PSR
Consultor

Coordenação dos projetos do Mapa Estratégico da Indústria 2018-2022
Diretoria de Políticas e Estratégia – DIRPE
José Augusto Coelho Fernandes
Diretor

Renato da Fonseca
Samantha Ferreira e Cunha
Maria Carolina Correia Marques
Mônica Giágio
Fátima Cunha

Gerência Executiva de Publicidade e Propaganda – GEXPP
Carla Gonçalves
Gerente-Executiva

André Augusto Dias
Produção Editorial

Área de Administração, Documentação e Informação – ADINF
Maurício Vasconcelos de Carvalho
Gerente-Executivo

Alberto Nemoto Yamaguti
Normalização

ZPC Comunicação
Revisão Gramatical

Editorar Multimídia
Projeto Gráfico

IComunicação
Diagramação

Athalaia Gráfica e Editora
Impressão

www.cni.org.br /cnibrasil /cni_br /cnibr /cniweb

CNI

Confederação Nacional da Indústria

CNI. A FORÇA DO BRASIL INDÚSTRIA

ISBN 978-85-7957-173-2