



FUNDAÇÃO
GETULIO VARGAS

FGV Management
MBA do Setor Elétrico

TRABALHO DE CONCLUSÃO
DE CURSO

**Renovação das
concessões de distribuição
de energia elétrica:
Estudo de caso com enfoque
nos aspectos tarifários e
regulatórios**

Elaborado por:

Edson Eduardo Cavagheiri de Andrade

**Trabalho de Conclusão de Curso de
MBA do Setor Elétrico**

Prof. Orientador:

Prof. Andriei José Beber, Dr.

**Curitiba
Junho/2017**

EDSON EDUARDO CAVAGHEIRI DE ANDRADE

RENOVAÇÃO DAS CONCESSÕES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA:

Estudo de caso com enfoque nos aspectos tarifários e regulatórios

Coordenador Acadêmico

Prof. Fabiano Simões Coelho, PhD.

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao curso MBA do Setor Elétrico de Pós-Graduação lato sensu, Nível de Especialização, do Programa FGV Management como pré-requisito para a obtenção do título de Especialista.

TURMA MBASE 1/15

Curitiba – PR

2017

O Trabalho de Conclusão de Curso

**RENOVAÇÃO DAS CONCESSÕES DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA:**

Estudo de caso com enfoque nos aspectos tarifários e regulatórios

elaborado por Edson Eduardo Cavagheiri de Andrade e aprovado pela
Coordenação Acadêmica foi aceito como pré-requisito para a obtenção do **MBA do
Setor Elétrico** Curso de Pós-Graduação *lato sensu*, Nível de Especialização, do
Programa FGV Management.

Data da aprovação: _____ de _____ de _____

Coordenador Acadêmico
Prof. Fabiano Simões Coelho, Ph.D.

Professor orientador
Prof. Andriei José Beber, Dr.

DECLARAÇÃO

Declaro que os dados utilizados neste Trabalho de Conclusão de Curso referentes à Empresa Copel Distribuição S.A., foram obtidos a partir da divulgação da própria empresa em fontes publicamente disponíveis. Além disso, este trabalho é de cunho estritamente acadêmico, não servindo de base para quaisquer tomadas de decisão econômica por parte de seu usuário.

Curitiba, 02 de junho de 2017

Edson Eduardo Cavagheiri de Andrade

TERMO DE COMPROMISSO

O aluno Edson Eduardo Cavagheiri de Andrade, abaixo-assinado, do MBA Executivo em Administração – Setor Elétrico do Programa FGV Management, realizado nas dependências da instituição conveniada Instituto Superior de Administração e Economia do Mercosul – ISAE, no período de junho de 2015 a abril de 2017, declara que o conteúdo do trabalho de conclusão de curso intitulado:

RENOVAÇÃO DAS CONCESSÕES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: Estudo de caso com enfoque nos aspectos tarifários e regulatórios, é autêntico, original, e de sua autoria exclusiva.

_____, ____ de _____ de _____

Edson Eduardo Cavagheiri de Andrade

Sumário

RESUMO	8
1 INTRODUÇÃO	9
2 REFERENCIAL TEÓRICO	13
3 CONTEXTO HISTÓRICO DO SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	14
3.1 As instalações do serviço de distribuição de energia elétrica	15
3.2 Consumidores	16
3.3 Agentes	17
3.3.1 Aneel	17
3.3.2 Concessionárias de distribuição de energia elétrica	18
3.4 Regulamentação do serviço de distribuição de energia elétrica	18
3.4.1 A motivação da regulação	19
3.4.2 Regulamentação vigente	20
3.5 Qualidade de Energia	21
4 MODELOS DE REMUNERAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO	23
4.1 Custo do serviço	24
4.2 Remuneração do serviço pelo preço	25
4.2.1 Parcela A	26
4.2.2 Componentes financeiros da tarifa	28
4.2.3 Parcela B	29
4.2.4 Bandeiras tarifárias	34
4.3 Índice de Reajuste Tarifário Anual (IRT)	36
4.3.1 Revisão Tarifária Periódica (RTP)	37
4.3.2 Reajuste Tarifário Anual (RTA)	37
4.3.3 Revisão Tarifária Extraordinária (RTE)	37
4.4 Composição da Tarifa Média no Brasil	38
5 REGULAÇÃO DO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	40
5.1 Regulação técnica da distribuição de energia elétrica	40
5.1.1 Estrutura dos PRODIST	40
5.1.2 Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica	40

5.2	Estrutura atual da regulação das tarifas de distribuição de energia elétrica	41
6	RENOVAÇÃO DA CONCESSÃO DO SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	43
6.1	A origem da Copel Distribuição S.A.	43
6.2	A regulação da prorrogação das concessões de distribuição.....	44
6.3	A renovação da concessão da COPEL DIS.....	44
6.4	Exigências do Decreto 8.461/15 à concessão renovada	45
6.4.1	Critério da eficiência com relação à qualidade do serviço prestado	45
6.4.2	Critério de eficiência em relação à gestão econômico-financeira	46
6.4.3	Critério da modicidade tarifária.....	48
7	IMPACTOS REGULATÓRIOS ORIUNDOS DA RENOVAÇÃO DAS DISTRIBUIDORAS	49
7.1	Alterações na constituição de garantias	49
7.2	Alterações na regulação técnica após a MP 579/2012	51
7.2.1	Alterações dos PRODIST	51
7.2.2	Alterações dos artigos da REN nº 414/2010.....	51
7.3	Alterações na regulação econômica após a MP 579/2012.....	52
7.3.1	Alterações dos PRORET afetos à Parcela A.....	52
7.3.2	Alterações dos PRORET afetos à Parcela B.....	52
7.4	PRORET específicos para as concessões renovadas a partir da MP 579/2012.....	52
7.5	Impactos da REN nº 761/17 na composição das tarifas	54
7.6	Reflexos das alterações regulatórias	54
8	CONCLUSÃO.....	55
9	BIBLIOGRAFIA	57

RESUMO

A distribuição de energia elétrica no Brasil é realizada pelas concessionárias que detêm a concessão do serviço público junto ao Poder Concedente. Em se tratando da exploração de um serviço público, é uma atividade fortemente regulada, a fim de evitar que as empresas monopolistas executem os serviços e determinem os preços levando em consideração seus interesses próprios, em detrimento dos interesses da sociedade. A vigência da maioria dos contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica do Brasil chegou ao fim em 2015 e pouco mais de um mês antes do vencimento destes não havia definições claras sobre a renovação das concessões, foi quando o governo publicou o Decreto nº 8.461 de 2015 regulamentando esta questão e delegando à Aneel uma série de atribuições, o que levou a Agência Reguladora a realizar a Audiência Pública nº 038/2015. Dessa polêmica discussão participaram não somente os agentes do setor, mas também o Tribunal de Contas da União e o Ministério Público Federal, e dela resultou o texto do termo aditivo de prorrogação dos contratos. Nesse sentido, o novo contrato trouxe regras mais duras quanto a qualidade dos serviços, além de mecanismos que auxiliam a eficácia na gestão das empresas. Contudo, as novas metas para os índices de qualidades e sustentabilidade são concorrentes, aumentando o desafio das distribuidoras e impõem riscos de extinção da concessão. Nesse contexto, o presente trabalho analisa o período de discussão da renovação dos contratos, as alterações na regulação do setor, que serve de plano de fundo para o contrato, e os impactos do novo cenário às tarifas de distribuição de energia elétrica.

Palavras-Chave: Aneel. Renovação. Concessão. Distribuição. Regulação. Tarifa.

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica é um bem essencial e indispensável, até os dias de hoje, para o desenvolvimento e evolução da sociedade. A cadeia produtiva deste bem se dá em três segmentos: geração, transmissão e distribuição de eletricidade.

Este trabalho tem como foco o segmento de distribuição de energia elétrica, que consiste no transporte do produto advindo do segmento de transmissão até aos consumidores finais.

No atual modelo do setor elétrico brasileiro, os segmentos de transmissão e distribuição de energia elétrica são exercidos em regime de monopólio natural, tendo em vista que as transmissoras e distribuidoras de energia são as únicas responsáveis pelo atendimento e a prestação do serviço dentro de sua área de concessão. E isso ocorre porque seria totalmente inviável ter duas ou mais empresas explorando esse serviço, tendo em vista que se trata de um negócio que funciona em economia de escala, sendo muito mais viável a exploração do negócio por uma única empresa.

Diante disso, e em se tratando da exploração de um serviço público, faz-se necessária a criação de mecanismos que evitem que as empresas monopolistas executem os serviços e determinem os preços levando em consideração seus interesses próprios, em detrimento dos interesses da sociedade. E a solução encontrada pelos países é a regulação destes setores da economia.

No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) criou o mecanismo da revisão tarifária periódica, com o objetivo de alcançar eficiência na prestação do serviço e modicidade tarifária. Em outras palavras, a Agência Reguladora busca remunerar o concessionário de forma a atender suas necessidades financeiras para manutenção e expansão do setor elétrico de modo que se tenha qualidade na prestação do serviço, pela menor tarifa possível ao consumidor.

Este processo, depois de homologado pela Aneel, determina às empresas o montante permitido para suas receitas, quanto receberão via tarifa, para gastar em

operação e manutenção do sistema elétrico, quanto deverão investir na expansão desse sistema, quanto receberão para despesas com pessoal e demais gastos.

Esse modelo de remuneração busca estimular as empresas a serem competitivas, de modo que, quanto mais eficiente for a concessionária, atendendo todos indicadores e padrões exigidos, maior a possibilidade de alcançar o resultado previsto ou de melhorá-lo. Por outro lado, as empresas ineficientes têm grande probabilidade de obter resultados abaixo dos previstos, podendo comprometer seu equilíbrio financeiro.

Para as distribuidoras que tenham capital aberto, ou seja, que tenham registro na bolsa de valores para negociação de títulos e valores mobiliários, a busca por eficiência torna-se ainda mais importante, com o objetivo de alcançar bons desempenhos, e, conseqüentemente atrair investidores, obter recursos com menores taxas, dentre outras vantagens de empresas qualificadas.

A regulação da Aneel toma por base os contratos de concessão, autorização ou permissão assinados pelas empresas detentoras do direito de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

No Brasil, a Constituição da República Federativa do Brasil em seu artigo 21 determina que compete à União:

explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão dos serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água, em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos. (BRASIL, 1988, s.p.)

Na década de 1990, o Ministério de Minas e Energia fez mudanças institucionais e operacionais que culminaram no atual modelo do setor elétrico brasileiro, no qual as políticas de desenvolvimento teriam de ser reguladas e direcionadas, retirando do Poder Público a condição exclusiva de executor.

Nesse contexto, autarquias de caráter público e independente foram criadas, inclusive o órgão regulador do setor elétrico, a Aneel.

A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, estabeleceu normas para outorga e prorrogação das concessões e permissões de serviços públicos, incluindo, portanto, as regras para prestação dos serviços de energia elétrica. Conforme o artigo 4º, § 3º, da referida lei, as concessões de distribuição de energia elétrica contratadas após a promulgação da referida lei tinham o prazo limitado a 30 anos, podendo ser prorrogadas, no máximo, por igual período.

No entanto, apesar de toda a reestruturação, o sistema não foi eficiente o suficiente para garantir a geração de energia, levando o país ao racionamento de 2001, fazendo que com que o modelo precisasse ser ajustado, o que ocorreu a partir de 2004, com o intuito de mitigar os riscos de falta de energia e melhorar o monitoramento e controle do sistema, buscando alcançar: segurança energética, modicidade tarifária e universalização do atendimento.

Em 2012, foi aprovada a Medida Provisória nº 579, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013, que tratou da renovação dos contratos de concessão das empresas do setor elétrico.

Para o setor de distribuição, a referida lei autorizou a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica, de modo a assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço, a modicidade tarifária e o atendimento a critérios de racionalidade operacional e econômica, condicionada à aceitação expressa das condições dos contratos ou termos aditivos de concessão.

O Decreto nº 8.461/2015 regulamentou a referida lei, estabelecendo a utilização de indicadores de continuidade do serviço e financeiros definidos pela Aneel para se aferir a eficiência quanto à qualidade do serviço e à gestão econômica das distribuidoras, bem como as consequências para as concessionárias que descumprissem esses indicadores.

O Tribunal de Contas da União e o Ministério Público Federal inicialmente se posicionaram contra as renovações, entendendo que seria necessário estudar e avaliar as vantagens e desvantagens do ato da prorrogação. Porém acabaram flexibilizando e os pontos de conflitos foram contornados.

Com isso, a Aneel, por meio da Nota Técnica nº 175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL, de 8 de junho de 2015, estabeleceu a minuta do termo aditivo dos contratos de concessão que, por sua vez, contém as cláusulas da qualidade do serviço e de sustentabilidade econômica financeira, as quais, se não atendidas, podem levar a caducidade da concessão.

Como as regras do novo contrato trouxeram condições rigorosas para permanência da concessão, o presente trabalho busca realizar uma análise dos principais pontos que cercam o assunto da renovação das concessões, com destaque para os impactos à regulação do setor e reflexos sobre as tarifas das distribuidoras de energia elétrica. Para tanto, serão utilizados dados públicos da Copel Distribuição S.A., concessionária de distribuição de energia elétrica que assinou o termo aditivo do contrato, prorrogando sua concessão por mais 30 anos.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

O fornecimento de energia elétrica caracteriza-se como uma prestação de um serviço público à população. Serviços públicos são atividades executadas pelo Estado em prol da satisfação do bem comum.

De acordo com Di Pietro (2006, p. 90), serviço público é definido como:

toda atividade material que a lei atribui ao Estado para que a exerça diretamente ou por meio de seus delegados, com o objetivo de satisfazer concretamente as necessidades coletivas, sob regime jurídico total ou parcialmente publico.

O funcionamento do Estado implica a implantação de infraestruturas para esse fim, de forma direta ou sob o regime de concessão ou permissão, contudo, sempre por meio de licitação pública, conforme determina o artigo 175 da Constituição da República Federativa do Brasil. A Lei nº 8.987/1995, conhecida como a Lei das Concessões, estabeleceu regras para essa contratação junto do setor privado.

A concessão desses serviços, de acordo com o art. 2º da Lei das Concessões, está definida como:

a delegação de sua prestação, feita pelo poder concedente, mediante licitação, na modalidade de concorrência, à pessoa jurídica ou consórcio de empresas que demonstre capacidade para seu desempenho, por sua conta e risco e por prazo determinado. (BRASIL, 1995, s.p.)

Portanto, as contratações desses serviços por parte do poder público decorrem de contratos de concessão, que podem ser firmados com empresas públicas, de economia mista, privada, ou ainda consórcio formado por empresas de diferentes formas de constituição. Nesses contratos, a administração pública, na figura de poder concedente, contrata a construção da infraestrutura necessária, com empresas que também terão por incumbência a manutenção e operação desse empreendimento. Decorrido o prazo dessa concessão, essa estrutura então passa para a propriedade do poder concedente.

3 CONTEXTO HISTÓRICO DO SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

O mundo vive em crescimento contínuo e, no projeto de evolução de uma nação, é necessário existir consumo, o qual requer dinheiro que, por sua vez, provém de empregos, que, na sequência, estão atrelados aos segmentos da indústria, comércio e serviços em crescimento e, para tal, alguém deve consumir seus produtos e serviços. Entretanto, cabe destacar que inúmeras variáveis se fazem presentes para que este processo seja bem sucedido, dentre essas a energia apresenta-se como essencial.

O sistema de energia, no Brasil, tem como base principal a matriz energética hidráulica, em que os recursos hídricos disponíveis são transformados em energia elétrica, através de usinas hidrelétricas ou Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs).

As empresas do setor de distribuição de energia elétrica têm a finalidade de entregar aos seus clientes essa energia em condições de uso, para que, através de um pequeno gesto, como apertar um botão, os usuários possam receber não apenas um serviço que lhes proporcionará conforto, mas também a possibilidade de desenvolvimento socioeconômico e inclusão social.

Para que esse sistema de distribuição funcione com qualidade e segurança, é fundamental o investimento de recursos vultuosos em instalações. Essa exigência pode ser compreendida, considerando-se que a quantidade de linhas e redes que atendem um estado como o Paraná seria suficiente para dar a volta ao mundo algumas vezes, sem mencionar o número de postes que ultrapassam o número de milhões.

Para atuar no serviço de distribuição, a empresa tem de receber uma concessão que permita a exploração dessa atividade. Essa concessão é proveniente do poder concedente, ou seja, da União, responsável pela prestação do referido serviço, mas que transfere ao concessionário a atividade, juntamente com todos os

riscos e as responsabilidades inerentes, como os níveis satisfatórios de qualidade, segurança e modicidade tarifária.

3.1 As instalações do serviço de distribuição de energia elétrica

A Resolução Normativa Aneel nº 367/2009 instituiu o Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCSPE), revisado pela Resolução Normativa Aneel nº 674/2015. O MCSPE, entre outras normatizações, define a forma de segregação das instalações, as quais, no sistema de distribuição, se subdividem em: subestações, linhas de distribuição e redes de distribuição.

As subestações, conforme definido no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico:

constituem o conjunto de bens, instalações e serviços de infra-estrutura geral, dos módulos construtivos de equipamentos em geral e de manobra da subestação (Infra-estrutura geral, Entrada e Saída de linha, Interligação de barramento, Conexão de Transformador, Conexão de Reatores, Conexão de Capacitores, etc.). (BRASIL, 2015, p.16).

O mesmo manual determina que as empresas do setor de distribuição cadastrem e classifiquem as subestações conforme a tensão em que operam.

Já as linhas de distribuição, também definidas no manual, são caracterizadas pelo:

conjunto de estruturas, utilidades, condutores e equipamentos elétricos, aéreos ou subterrâneos, utilizados para a distribuição da energia elétrica, operando em baixa, média e/ou alta tensão de distribuição (inferior a 230 kV). (BRASIL, 2015, p.163).

Do mesmo modo que as subestações, as linhas de distribuição são classificadas de acordo com a tensão em que trabalham e são segregadas em redes aéreas e subterrâneas e em submersas.

3.2 Consumidores

Os consumidores de energia elétrica são os clientes das empresas distribuidoras de energia elétrica. Os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), aprovados na Resolução Normativa Aneel nº 345/2008 e revisados na Resolução Normativa Aneel nº 687/2015 definem, em seu módulo 1, consumidor como:

Pessoa física ou jurídica, ou comunhão de fato ou de direito, legalmente representada, que solicite o fornecimento de energia elétrica e/ou uso do sistema elétrico à distribuidora e assume a responsabilidade pelo pagamento das faturas e pelas demais obrigações fixadas em normas e regulamentos da Aneel, assim vinculando-se aos contratos de fornecimento, de uso e de conexão e de adesão. (BRASIL, 2016, p.27).

Até 1995, todos os consumidores eram definidos como cativos, tendo em vista que só podiam comprar energia de concessionário de distribuição que atendesse a área de concessão onde estivessem localizados.

Com a sanção da Lei nº 9.074/1995, surgiu a opção de compra, conforme artigo 15 da referida lei, a qual determina que:

respeitados os contratos de fornecimento vigentes, a prorrogação das atuais e as novas concessões serão feitas sem exclusividade de fornecimento de energia elétrica a consumidores com carga igual ou maior que 10.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, que podem optar por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com produtor independente de energia elétrica. (BRASIL, 1995s.p.)

A partir de então, os consumidores foram diferenciados em livres, potencialmente livres, especiais e cativos.

Os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) definem consumidor livre como “aquele que tenha exercido a opção de compra de energia elétrica, na modalidade de contratação livre, conforme disposto nos artigos 15 e 16 da Lei nº 9.074/1995” (BRASIL, 2016, p.27). Estes

consumidores são atendidos no Ambiente de Contratação Livre (ACL), ambiente este em que os preços praticados são negociados livremente entre o consumidor e a concessionária.

Já o consumidor potencialmente livre definido no mesmo PRODIST "é aquele que, apesar de satisfazer os requisitos dispostos nos artigos 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, é atendido de forma regulada" (BRASIL, 2016, p.27). Portanto, esse grupo de consumidores é atendido no Ambiente de Contratação Regulado (ACR), onde as tarifas praticadas são reguladas pela Aneel, de modo que não há negociação entre o consumidor e o agente de distribuição.

Os consumidores especiais também podem escolher o atendimento no mercado livre, porém têm como característica serem atendidos por PCHs ou por fontes alternativas de energia (biomassa, solar e eólica).

Por fim, os consumidores cativos são aqueles atendidos no ACR, que só podem adquirir o serviço de energia elétrica do concessionário responsável pelo atendimento em sua área de sua localização.

3.3 Agentes

Para que os consumidores, citados no subitem acima, recebam a energia elétrica contratada, dois são os agentes fundamentais neste processo: a Aneel, reguladora do setor, e as próprias concessionárias de distribuição de energia que prestam o serviço à sociedade.

3.3.1 Aneel

A Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica) é uma autarquia especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, que possui independência do governo, consumidor e investidor, com total autonomia e transparência.

Foi criada para regular o setor elétrico brasileiro, por meio da Lei nº 9.427/1996 e do Decreto nº 2.335/1997.

3.3.2 Concessionárias de distribuição de energia elétrica

A concessionária é o agente titular de concessão federal para prestar o serviço público de distribuição de energia elétrica.

A concessão de serviço público de energia elétrica está estabelecida no artigo 2º da Lei nº 8.987/1995 como:

a delegação de sua prestação, feita pelo poder concedente, mediante licitação, na modalidade de concorrência, à pessoa jurídica ou consórcio de empresas que demonstre capacidade para o seu desempenho, por sua conta e por prazo determinado (BRASIL, 1995, s.p.).

Para o desenvolvimento de suas atividades, as concessionárias devem seguir todas as orientações, regras e determinações definidas pelo órgão regulador, no caso a Aneel.

3.4 Regulamentação do serviço de distribuição de energia elétrica

A exploração do setor de distribuição de energia elétrica é um monopólio natural, tendo em vista que é um negócio que funciona em economia de escala, sendo inviável a possibilidade de escolha de uma distribuidora de energia dentre várias concorrentes para prestação do serviço ao consumidor. Segundo Terry (2003, s.p.):

Monopólios naturais foram sempre associados à existência, no longo prazo, de custos marginais de produção ou de custos médios (menos restritivo) decrescentes com a escala de produção. É o que se denomina economia de escala, que torna o custo de produção por uma única empresa menor que o de duas ou mais empresas atuando separadamente no mesmo mercado e que inviabiliza a competição entre os produtores e a livre escolha dos usuários.

Diante deste cenário, a Aneel, através de regulamentação e fiscalização, busca a eficiência na prestação do serviço e a modicidade tarifária, ou seja, busca

remunerar o concessionário de forma a atender suas necessidades financeiras para manutenção e expansão do setor elétrico, pela menor tarifa possível ao consumidor.

Por se tratar de um serviço essencial para a vida das pessoas, bem como para o desenvolvimento econômico e industrial da sociedade, o acompanhamento da exploração do setor de distribuição de energia elétrica é de interesse público. Os investimentos para manutenção e expansão são vultuosos, de modo que a regulação econômica passa a ser a balança para equacionar os recursos necessários para investimentos, remuneração dos investidores com a menor tarifa para os consumidores.

3.4.1 A motivação da regulação

O setor de distribuição de energia elétrica é um monopólio natural, e quanto mais pessoas se utilizam deste serviço numa mesma área de concessão é notório que há uma economia em escala dos custos. Mas como esses resultados podem ser utilizados para gerar tarifas justas?

Neste sentido é que a regulação surge como substituta para a competição, tendo em vista que a competição, neste caso, não é eficaz. A regulação é que possibilita obtenção de menor custo de produção e proteção ao público dos preços monopolistas.

Com fulcro na necessidade de buscar resultados de um mercado competitivo, a regulação do setor busca adequar os valores das tarifas aos interesses consumidores e investidores.

Além disso, vale destacar a regulação e fiscalização com o intuito, ainda, de buscar qualidade do serviço prestado, atendendo níveis necessários de satisfação do consumidor.

A regulação é feita por meio da tarifa, através da qual as concessionárias recebem recursos para investimento, manutenção e remuneração do capital, com o intuito de manter o equilíbrio econômico-financeiro e a qualidade da prestação de serviço. Conforme a Resolução Normativa nº 493/2002, "a revisão tarifária periódica representa um instrumento da mais alta importância e parte inalienável da regulação

econômica dos serviços de distribuição de energia elétrica" (BRASIL, 2002, s.p.). Em contrapartida, as concessionárias são cobradas para manter o sistema elétrico em condições mínimas de qualidade de fornecimento, sendo fiscalizadas fortemente pela Aneel.

3.4.2 Regulamentação vigente

As concessionárias de distribuição de energia elétrica estão submetidas a uma legislação e regulamentação bastante específicas, além das legislações federais, estaduais e municipais, aplicáveis a todas as companhias, conforme o seu tipo de atividade e sua localização.

No que diz respeito à regulamentação específica do setor elétrico, temos:

- a) Resolução Normativa nº 414/2014: estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica;
 - b) Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET): consolidam a regulamentação dos processos tarifários;
 - c) Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST): normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica;
 - d) Manual de Controle Patrimonial (MCPSE): apresenta a metodologia de controle do cadastro e das movimentações dos bens e instalações das concessionárias;
 - e) Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE): apresenta o plano de contas que deve ser seguido pelas concessionárias, bem como as regras de contabilização e apresentação das demonstrações contábeis das companhias.
-

3.5 Qualidade de Energia.

A disponibilidade da energia elétrica está associada a um incremento na qualidade de vida e é um fator preponderante no processo produtivo das empresas. Dessa forma, tratando-se de um mercado regulado, cabe ao regulador zelar pela qualidade, pois a concessionária, detentora do monopólio, não o faria de forma propositiva. Nessa linha, faz parte o regulador se utilizar de mecanismos que visam promover o uso eficiente dos recursos por parte das distribuidoras e a melhora nas prestações de serviços.

A qualidade de energia no Brasil tem três marcos: a Portaria DNAE nº 46/1978, que inaugurou a regulamentação da continuidade; a Resolução Aneel nº 24/2000, que adequou a regulação da continuidade do serviço ao novo contexto institucional; e a Resolução Aneel nº 345/2008, que aprimorou e consolidou a regulamentação da continuidade.

Como os consumidores somente percebem a qualidade do seu fornecimento, cabe à Aneel monitorar os indicadores Coletivos de Continuidade, DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora). Assim, a Agência exige que as concessionárias mantenham um padrão de continuidade e estabelece limites para os indicadores coletivos de continuidade, conforme definido no Módulo 8 do PRODIST.

Os indicadores são apurados pelas distribuidoras e enviados para a Aneel para verificação da continuidade do serviço prestado, representando, respectivamente, o tempo e o número de vezes que uma unidade consumidora ficou sem energia elétrica para o período considerado (mês, trimestre ou ano), o que permite que a Agência avalie a continuidade da energia oferecida à população.

O limite tem sido reduzido, reflexo da metodologia de cálculo dos limites adotada pela Aneel. O cálculo é feito através uma análise comparativa entre os conjuntos elétricos e o desempenho de cada um deles. Conforme figura a seguir,

observa-se que, recorrentemente, o limite estabelecido pela Aneel vem sendo violado.

O desempenho desfavorável do DEC mostra que investimentos em operação e manutenção da rede precisam ser priorizados e empregados de forma eficiente. Outro ponto essencial que precisa ser revisto é que as classes de consumidores são afetadas de forma diferente pelas interrupções no fornecimento. Apesar do desconforto com a interrupção do fornecimento de energia para a maioria dos consumidores, a classe industrial é que sofre mais e que tem o maior prejuízo.

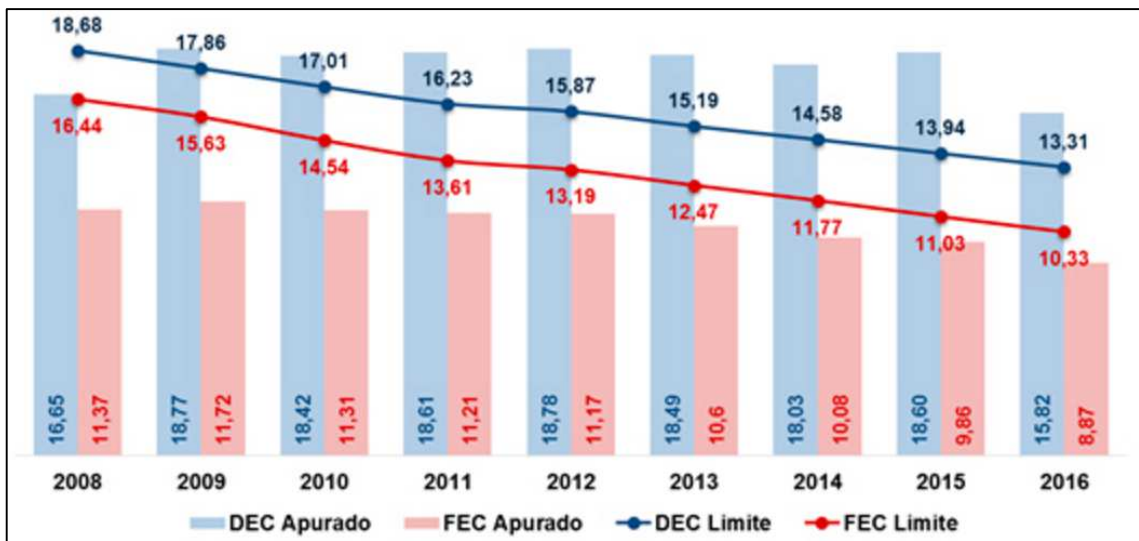


Figura 1: Histórico de Apuração de Continuidade no Brasil

Fonte: Aneel, Sala de Imprensa. 2017.

4 MODELOS DE REMUNERAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

A prestação de serviço público de distribuição de energia elétrica é um serviço estratégico que, além de levar energia para os lares, já teve em suas tarifas o papel de componente regulador da inflação em épocas onde a estabilidade econômica não era como a que existe no Brasil atual.

O setor elétrico brasileiro começou a ter seu desenvolvimento mais acentuado a partir de 1957, após o regulamento do Código de Águas instituído pelo Decreto nº 41.019/1957.

As concessões para a prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica tinham concessões com prazo de encerramento não determinado, porém, com a promulgação da Constituição da República Federativa do Brasil de 1988, a questão relacionada aos prazos das concessões começou a ter sua história modificada. O artigo 175 da Constituição incumbiu ao Poder Público, "na forma da lei, diretamente ou sob o regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos" (BRASIL, 1988, s.p.). Posteriormente, a partir da Lei nº 8.987/1995, Lei das Concessões, foram definidos os procedimentos tanto para as concessões existentes antes de sua publicação quanto para as concessões futuras.

A referida lei, em seu artigo 42, considerou que as concessões outorgadas antes de sua publicação seriam consideradas válidas, porém seriam licitadas após seu término. Isso, porém, gerou um impasse, pois dessa forma as concessionárias não teriam a possibilidade de renovar suas concessões. No entanto, essa questão foi tratada pela Lei nº 9.074/1995, criada com o objetivo de estabelecer normas para outorga e prorrogações das concessões de serviços públicos, dentre outras providências. Em seu artigo 22, a Lei nº 9.074/1995 define que:

as concessões de distribuição de energia elétrica alcançadas pelo artigo 42 da Lei nº 8.987/1995, poderão ser prorrogadas, desde que reagrupadas

segundo critérios de racionalidade operacional e econômica, por solicitação do concessionário ou iniciativa do poder concedente. (BRASIL, 1995, s.p.)

A partir da promulgação destas leis, todas as concessionárias tiveram que assinar o Contrato de Concessão, que determina as prerrogativas para a exploração do serviço público distribuição de energia elétrica, os prazos da concessão, bem como o modo com que as concessionárias devem aplicar, reajustar e rever suas tarifas.

Desde o início do desenvolvimento do setor elétrico brasileiro até os dias atuais, na busca pela eficiência dos serviços prestados pelas distribuidoras de energia elétrica, em conjunto com a modicidade tarifária, o modelo de regime tarifário brasileiro sofreu mudanças, saindo do modelo do Custo do Serviço para adotar o atual modelo, denominado Remuneração pelo Preço Teto, do inglês “price-cap”.

O “price-cap”, enquanto mecanismo de tarifação para remuneração dos serviços de distribuição de energia elétrica, é bem definido pelos autores Francisco Rigolon e Maurício Piccinini como segue:

O mecanismo de tarifação conhecido como price-cap constitui-se na definição de um preço-teto para os preços médios da firma, corrigido de acordo com a evolução de um índice de preços ao consumidor, o Retail Price Index (RPI), menos um percentual equivalente a um fator de produtividade, para um período prefixado de anos. Esse mecanismo pode envolver, também, um fator de repasse de custos para os consumidores, formando a seguinte equação: $RPI - X + Y$. (RIGOLON e PICCININI, 1998, p. 17 e 18)

4.1 Custo do serviço

O regime tarifário de Custo do Serviço foi utilizado para compor as tarifas até o ano de 1995, sendo um método baseado em remunerar o capital investido, conforme determinação do artigo 171 do Decreto-lei nº 41.019/1957:

A remuneração do investimento a ser computada na tarifa será o resultado da aplicação da taxa de remuneração permitida sobre todo o valor do investimento a remunerar, independentemente da origem dos recursos com que foi realizado o referido investimento (BRASIL, 1957, s.p.).

Neste regime, as concessionárias tinham remuneração garantida, e não havia incentivo para eficiência na prestação do serviço.

O cenário do setor de distribuição de energia elétrica no Brasil era diferente do atual: as empresas eram, quase em sua totalidade, estatais e o setor era verticalizado, ou seja, um único agente poderia explorar as atividades de geração, transmissão e distribuição no regime de monopólio. Na época em que a situação econômica do país era de inflação elevada, as tarifas de energia elétrica serviram, em determinadas ocasiões, como componente redutor da inflação.

No Brasil, quando era utilizado o método do custo do serviço, as concessionárias não tinham preocupação em serem eficientes, até porque, de certa forma, não eram cobradas por isso. A qualidade do serviço era baixa em determinadas regiões, tendo em vista que não havia cobrança nem incentivo para que as concessionárias tivessem excelência operacional, econômica e financeira. Isso pode ser explicado devido aos custos de exploração serem cobertos de maneira integral nas tarifas, sem preocupação com custos eficientes, e os investimentos remunerados por taxas entre 10% a 12%, sem questionamentos de níveis de prioridade de obras e de adequação do sistema, ou seja, sem questionar se os investimentos eram prudentes.

4.2 Remuneração do serviço pelo preço

Com a promulgação da Lei nº 8.987/1995, e a posterior assinatura dos contratos de concessão pelas concessionárias, quando então foram definidos o valor das tarifas iniciais e os mecanismos para sua alteração, iniciou-se a utilização do regime tarifário denominado Serviço pelo Preço.

Neste regime está prevista a Revisão Tarifária Periódica (RTP) que, conforme artigo 2º da Resolução Normativa Aneel nº 234/2006, é uma:

revisão ordinária, prevista nos contratos de concessão, a ser realizada considerando-se as alterações na estrutura de custos e de mercado da concessionária, os níveis de tarifas observados em empresas similares, no contexto nacional e internacional, e os estímulos à eficiência e à modicidade tarifária (BRASIL, 2006, s.p.).

No modelo denominado Serviço pelo Preço, a receita das concessionárias é constituída pela Parcela A, composta pelo que são denominados de custos não gerenciáveis, e pela Parcela B, composta pelo que são denominados de custos gerenciáveis, de tal forma que a soma destas parcelas seja o valor necessário e justo para que a concessão possa atender o objetivo de sua existência, para que o consumidor tenha serviço de qualidade pelo menor preço possível e ainda seja um negócio atrativo para os investidores.

4.2.1 Parcela A

Conforme definido pela Aneel, no submódulo 3.1 A do PRORET:

a Parcela “A” envolve os custos relacionados às atividades de geração e transmissão de energia elétrica, além dos encargos setoriais previstos em legislação específica. Trata-se de custos cujos montantes e preços, em certa medida, escapam à vontade ou gestão da distribuidora (Aneel, 2017, p.3).

Esses valores são repassados via tarifa e não podem ser considerados como receita da distribuidora, pois a Parcela A não pode causar impacto tarifário e o concessionário não pode ter benefício ou prejuízo em custos que não tenha controle. A Parcela A é composta pelos seguintes itens:

I. Encargos Setoriais: são resultantes de políticas do Poder Concedente (União) visando o setor elétrico nacional e criados por força de lei. Os encargos setoriais vigentes nas tarifas são:

- Reserva Global de Reversão (RGR);
-

- Conta de Consumo de Combustível (CCC);
- Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE);
- Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa);
- Conta de Desenvolvimento Energético (CDE);
- Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética (PEE); e,
- Operador Nacional do Sistema (ONS).

II. Custo com Transporte de Energia: são os custos referentes ao transporte da energia desde a sua geração até as redes de distribuição. Esses custos são compostos por:

- Uso das Instalações de Transmissão [Rede Básica (RB) + Demais Instalações de Transmissão (DIT)];
- Uso das Instalações de Conexão;
- Uso das Instalações de Distribuição; e,
- Transporte de Energia Elétrica Proveniente de Itaipu.

III. Custo de aquisição de energia: são os custos que as distribuidoras têm para garantir a contratação de energia elétrica para atender a sua área de concessão e, para isso, é necessário firmar contratos nas modalidades abaixo.

- Contratos Bilaterais;
- Energia de Itaipu; e,
- Contratos de Leilões.

IV. Receita Irrecuperável: corresponde à parcela que é faturada, porém não é paga pelos consumidores. Calcula-se através da soma da receita requerida (Parcela A + Parcela B), excetuando a própria Receita Irrecuperável, de todos os itens financeiros e da receita de bandeiras realizada nos últimos 12 meses, incluindo a estes os valores correspondentes aos tributos ICMS, PIS, COFINS e PASEP, e multiplicado por um valor correspondente a um percentual médio de Receitas Irrecuperáveis, conforme fórmula paramétrica definida no submódulo 2.2 do PRORET. As receitas irrecuperáveis passaram a fazer parte da parcela A somente para as empresas que assinaram o termo aditivo.

4.2.2 Componentes financeiros da tarifa

A partir da assinatura dos contratos de concessão de distribuição em 1995, a tarifa de distribuição de energia elétrica passou a ser composta pelos itens econômicos das parcelas A e B. Posteriormente, a partir da publicação da Medida Provisória nº 2.227/2001 e da Portaria Interministerial MF/MME nº 296/2001, posteriormente revogada pela Portaria Interministerial nº 25/2002, bem como pelas Resoluções emitidas pela Aneel, foi criada a Conta de Compensação de Variação dos Valores de Itens da “Parcela A” (CVA) que tem por objetivo promover a manutenção do equilíbrio econômico e financeiro da remuneração das distribuidoras em função da composição tarifária dos itens da Parcela A e a variação entre o mercado que definiu a tarifa e o mercado realizado.

A regulação da contabilização da CVA para cada um dos itens que a compõem, da constituição à amortização, teve metodologia inicialmente regulada pelas seguintes resoluções Aneel:

- Resolução nº 491/2001: cálculo e contabilização da Conta de Compensação de Variação de Custos de Repasse de Potência de ITAIPU Binacional (CVAEI);
 - Resolução nº 492/2001: cálculo e contabilização da Conta de Compensação de Variação de Valores da Quota de Recolhimento à Conta de Consumo de Combustíveis (CVACCC);
 - Resolução nº 493/2001: cálculo e contabilização da Conta de Compensação de Variação de Valores da Tarifa de Transporte de Energia Elétrica Proveniente de ITAIPU Binacional (CVATI);
 - Resolução nº 494/2001: cálculo e contabilização da Conta de Compensação de Variação de Valores da Tarifa de Uso das Instalações de Transmissão Integrantes da Rede Básica (CVARB);
 - Resolução nº 495/2001: cálculo e contabilização da Conta de Compensação de Variação de Valores da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CVACF);
-

- Resolução nº 089/2002: cálculo e contabilização da Conta de Compensação de Variação de Valores do Encargo de Serviços do Sistema (CVAESS);
- Resolução nº 184/2003: cálculo e contabilização da Conta de Compensação de Variação de Valores do adiantamento da Quota de Recolhimento à Conta de Desenvolvimento Energético (CVACDE);
- Resolução nº 153/2005: cálculo e contabilização da Conta de Compensação de Variação de Valores do Custo de Aquisição de Energia Elétrica (CVAENERG). Esta CVAENERG foi regulada a partir da definição do Decreto nº 5.163/2004 que regulamentou a comercialização de energia elétrica, processos de outorgas de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica;
- Resolução nº 189/2005: cálculo e contabilização da Conta de Compensação de Variação de Valores das Quotas de Custeio referentes ao PROINFA (CVAPRO).

A partir da publicação do Módulo 4 – Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição, do PRORET, também foram criados e regulados o cálculo da composição na tarifa da variação de outros Itens Financeiros (IF), que, assim como a CVA, são apurados em função da variação entre o mercado de referência da tarifa e o mercado realizado durante os 12 meses anteriores à data de cada reajuste.

4.2.3 Parcela B

Se na parcela A estão os maiores custos, que não são gerenciáveis e não podem trazer benefícios ou prejuízos para as concessionárias, a fonte de rentabilidade concentra-se na parcela B.

Este componente merece destaque especial pois até hoje é muito discutido pelos agentes elétricos de distribuição e de transmissão. Este mesmo componente, em função dos aspectos que o permeiam, justifica uma pesquisa exclusiva.

A Aneel, no submódulo 3.1 A do PRORET, define a Parcela “B” da seguinte forma:

A Parcela “B” representa/compreende os custos diretamente gerenciáveis pela distribuidora. São custos próprios da atividade de distribuição que estão sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela empresa, por exemplo, os custos operacionais, a remuneração do capital e a quota de reintegração (Aneel, 2017, p.4).

Através da Parcela B é que os investimentos da distribuidora em ativos da concessão (subestações, linhas, medidores, etc.) são remunerados e a concessionária recebe recursos para cobrir os custos dos serviços para operar e manter os ativos.

Para as empresas que assinaram o termo aditivo de prorrogação ficou estabelecido que a Parcela B será revisada a cada 5 anos através do processo de Revisão Tarifária Periódica. Além disso, o PRORET define que no período entre as revisões, a Parcela B será atualizada anualmente pelo índice de correção monetária constante Contrato de Concessão (IPCA), subtraído de um fator de eficiência chamado Fator X. Esse processo é chamado de Reajuste Tarifário.

Apesar dos ganhos de eficiência da distribuidora serem revertidos como benefícios para as empresas, os ganhos de eficiência que não são provenientes da concessionária devem ser revertidos para o consumidor.

Segundo a Agência Reguladora, conforme descrito no submódulo 2.5 A do PRORET:

O Fator X tem por objetivo primordial a garantia de que o equilíbrio estabelecido na revisão tarifária entre receitas e despesas eficientes seja mantido nos reposicionamentos tarifários subsequentes. Isso ocorre por meio da transferência ao consumidor dos ganhos potenciais de produtividade do segmento de distribuição de energia elétrica (Aneel, 2017, p.3).

Deste modo, “a abordagem adotada pela Aneel agrega ao Fator X mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade técnica e comercial dos serviços prestados ao consumidor” (Aneel, 2017, p.3).

O valor do Fator X a ser aplicado a cada Reajuste Tarifário Anual é obtido conforme metodologia de cálculo estabelecida no Submódulo 2.5 A do PRORET, nos casos das empresas que assinaram o termo aditivo:

O Fator X é composto por três componentes, conforme a fórmula 1 abaixo:

$$\mathbf{Fator\ X = Pd + Q + T} \quad (1)$$

Onde:

Pd: Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;

Q: Qualidade técnica e comercial do serviço prestado ao consumidor; e

T: Trajetória de custos operacionais.

Sob o aspecto de cálculo tarifário, no caso das empresas que prorrogaram seus contratos, a Parcela B é composta de Custos Operacionais, Remuneração de Capital e Cota de Depreciação, subtraídos da parcela compartilhada de Outras Receitas, conforme detalhamento a seguir:

Custos Operacionais

Segundo a Aneel, “os custos operacionais, para fins de revisão tarifária, correspondem aos custos com Pessoal, Materiais, Serviço de Terceiros, Outros Custos Operacionais, Tributos e Seguros” (Aneel, 2017, p.3). Estes custos, conhecidos pela sigla PMSO, são relativos às atividades de operação, manutenção, tarefas comerciais e administrativas, como leitura e entrega de faturas, vistoria de unidades consumidoras, podas de árvores, operação de subestações, combate às perdas, administração e contabilidade, ou seja, de maneira sucinta, referem-se à atividade de Distribuição e Comercialização de energia elétrica.

Nos processos tarifários, o órgão regulador estabeleceu no Submódulo 2.2 A do PRORET que os custos são definidos a partir da identificação das melhores práticas entre as empresas, por meio da comparação entre as concessionárias, considerando as características das áreas de concessão. Perdas e qualidade são consideradas na apuração da eficiência. Ao longo dos processos tarifários, visando

à modicidade tarifária e a eficiência das distribuidoras, a Aneel vem aperfeiçoando os mecanismos para a realização das revisões tarifárias.

Nesse sentido, a Agência adotou um modelo chamado de Empresa de Referência, no segundo ciclo de revisão, no qual era simulada uma empresa com todas as suas atividades e custos compatíveis e relacionados para manter os serviços da concessão, levando em consideração o porte e característica da própria concessão (número de consumidores, área de abrangência, quilômetros de rede, etc.).

No Terceiro Ciclo, que teve início em 2011, a Aneel passou a adotar um método comparativo dos custos operacionais entre empresas similares. Nessa linha, passou-se a considerar os custos praticados pela distribuidora (PMSO/OPEX), o nível eficiente de custos – *Benchmarking* e as características da área de concessão, para estabelecer os limites superiores e inferiores para a definição da faixa do PMSO de referência na apuração do componente de trajetória dos custos operacionais que, por sua vez, compõem o cálculo do *Fator X*, e, conseqüentemente, determinam a composição da Parcela B da receita operacional da distribuidora, conforme figura a seguir.

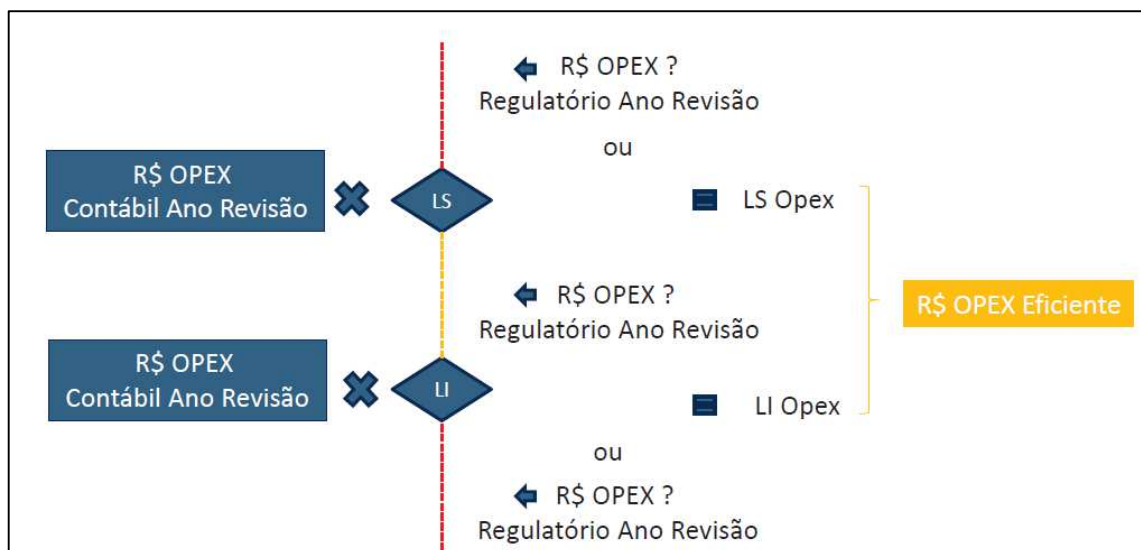


Figura 2: Limites de OPEX (PMSO)

Fonte: Santos, 2017.

Segundo SANTOS, o objetivo é levar o OPEX Contábil (o que foi gasto e contabilizado pela distribuidora) aos mesmos patamares do OPEX eficiente – *Benchmarking* (SANTOS, 2017, s.p.). Porém, como existe uma restrição que estabelece uma variação máxima de 5% ao ano, então é verificado o resultado da equação a seguir, para a determinação da decisão a ser tomada:

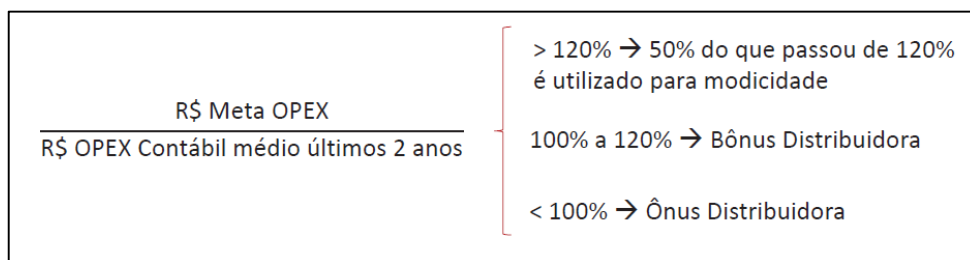


Figura 3: Regra para a decisão de OPEX

Fonte: Santos, 2017.

Como aperfeiçoamento do modelo, a Aneel determinou um limite do prêmio de eficiência para limitar ganhos excessivos para as empresas muito mais eficientes que a média.

Depreciação e Remuneração dos investimentos

A Cota de Depreciação é a parcela que a distribuidora recebe para a recomposição do capital investido e depende: da taxa de depreciação dos bens da concessionária (em torno de 3,8%) e da Base de Remuneração Regulatória – BRR.

A remuneração dos investimentos refere-se à rentabilidade do negócio de distribuição e depende do Custo de Capital, que é a taxa de rentabilidade a ser adotada no cálculo da remuneração das empresas e representa o custo de oportunidade dos recursos, compatível com um risco similar ao que enfrenta a atividade.

A taxa de remuneração do capital investido pelas distribuidoras é definida pelo Submódulo 2.4 A do PRORET, que utiliza a metodologia do Custo Médio Ponderado de Capital (*Weighted Average Cost of Capital – WACC*), incluindo o efeito dos impostos sobre a renda, sendo expresso conforme a fórmula 2:

$$rWACC = (P/V) \cdot rp + (D/V) \cdot rd \tag{2}$$

Onde:

$rWACC$: custo médio ponderado de capital após impostos, em termos reais;

rp : custo do capital próprio real depois de impostos;

rd : custo da dívida real depois de impostos;

P : capital próprio;

D : capital de terceiros ou dívida;

V : soma do capital próprio e de terceiros;

O WACC regulatório definido pela Aneel utiliza os parâmetros acima que são reavaliados a cada ciclo de Revisão Tarifária.

Outras Receitas

As concessionárias de distribuição de energia elétrica possuem, além das receitas decorrentes da aplicação das tarifas, outras fontes de receita de atividades relacionadas com a concessão de serviço público, que são denominadas de “Outras Receitas”. Elas podem ser receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica ou receitas de atividades acessórias.

Parte das “outras receitas” são capturadas para a modicidade tarifária em função do entendimento do órgão regulador de que sua origem está no uso de recursos (bens e mão de obra) já remunerados nas tarifas e, portanto, seria justo compartilhar este ganho extra com os consumidores.

4.2.4 Bandeiras tarifárias

O sistema de bandeiras tarifárias surgiu, em 2015, para substituir o sinal sazonal (seco/úmido) da Tarifa de Energia, antecipar receitas às distribuidoras para cobrir custos adicionais com despacho de geração de usinas térmicas mais caras e dar um sinal econômico aos consumidores, informando-os dos períodos em que o processo de geração de energia está mais caro.

A Aneel (Aneel, 2015) definiu as bandeiras da seguinte forma:

- Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;



- Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,020 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos;
- Bandeira vermelha – Patamar 1: condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,030 para cada quilowatt-hora kWh consumido.
- Bandeira vermelha – Patamar 2: condições ainda mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,035 para cada quilowatt-hora kWh consumido.

Conforme disposto no Submódulo 6.8 do PRORET, os recursos das Bandeiras serão utilizados em:

- a) Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente de Contratação Regulada na Modalidade por Disponibilidade (CCEAR-D);
 - b) Exposição Involuntária ao mercado de curto prazo por insuficiência de lastro contratual em relação à carga realizada;
 - c) Encargo de Serviços do Sistema (ESS) decorrentes das usinas despachadas fora da ordem de mérito e por ordem de mérito com Custo Variável Unitário (CVU) acima do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) máximo;
 - d) Exposição ao mercado de curto prazo decorrente de insuficiência de geração alocada no âmbito do Mecanismo de Relocação de Energia (MRE) – das usinas hidrelétricas contratadas em regime de cotas, de que trata o art. 1º da Lei nº 12.783, de 2013 (Risco Hidrológico das Cotas);
 - e) Exposição ao mercado de curto prazo decorrente de insuficiência de geração alocada no âmbito do MRE das usinas hidrelétricas, cuja energia foi contratada no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), e que firmaram Termo de Repactuação de Risco em conformidade com a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015 (Risco Hidrológico dos CCEARs); e
 - f) Exposição ao mercado de curto prazo decorrente de insuficiência de geração alocada no âmbito do MRE de Itaipu Binacional (Risco Hidrológico de Itaipu), bem como o correspondente alívio de exposições à diferença de preços entre submercados.
-

Também conforme disposto no Submódulo 6.8 do PRORET, os recursos das bandeiras são originados com:

- a) Receitas da aplicação das bandeiras;
- b) Receitas decorrentes do pagamento de prêmio de risco a serem aportados pelos geradores na “Conta Bandeiras” em virtude de repactuação de que trata a Lei nº 13.203/2015;
- c) Estimativa de Ressarcimento da Conta de Energia de Reserva (CONER) e o saldo remanescente na “Conta Bandeiras” relativo ao ano anterior.

Segundo Santos (2017), o sistema de bandeiras pode gerar um saldo (positivo ou negativo) dentro de um exercício (ano civil), porém é “zerado” nas datas de reajuste ou de revisão tarifária. Este processo é mostrado na figura a seguir.

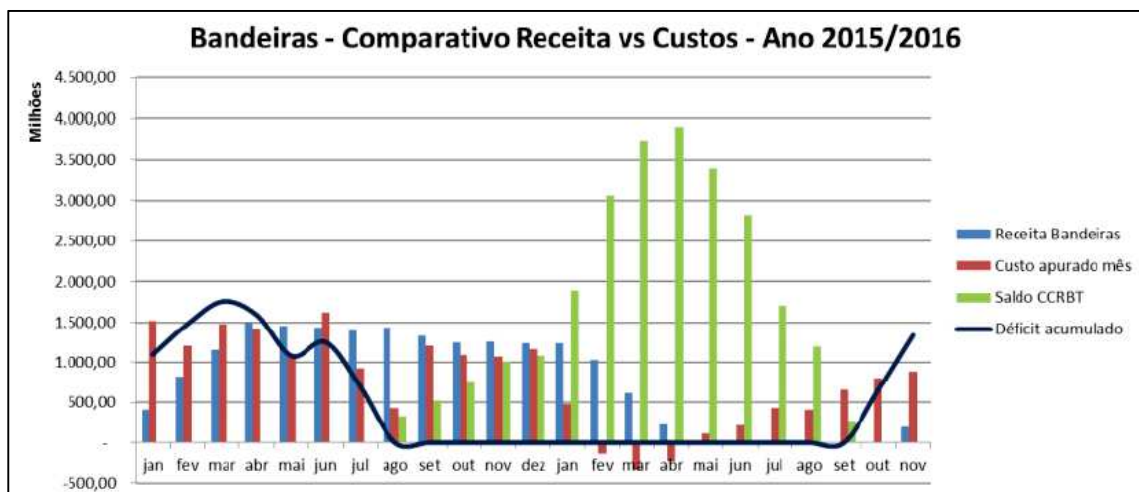


Figura 4: Receita versus Custos

Fonte: Santos, 2017.

4.3 Índice de Reajuste Tarifário Anual (IRT)

O Índice de Reajuste Tarifário Anual (IRT) indica o índice de variação tarifária, entre os valores antes e após o reajuste. Este item é apurado nos procedimentos de Revisão Tarifária Periódica (RTP), de Reajuste Tarifário Anual (RTA) e de Revisão Tarifária Extraordinária (RTE).

O IRT ainda se divide em: (i) IRT Econômico: que verifica o nível de variação tarifária dos itens que compõem a Parcela A e a Parcela B; e, (ii) IRT Financeiro: que verifica a variação tarifária dos itens da CVA e demais Itens Financeiros.

4.3.1 Revisão Tarifária Periódica (RTP)

A Revisão Tarifária Periódica (RTP), já citada no item 4.2 deste trabalho, é uma revisão ordinária prevista nos contratos de concessão, que, conforme artigo 3º da Resolução Normativa Aneel nº 234/2006, “compreenderá o cálculo do Reposicionamento Tarifário e do Fator X” (Aneel, 2006, s.p.).

O Reposicionamento Tarifário, por sua vez, está definido no artigo 2º da mesma resolução como a “redefinição do nível das tarifas de energia elétrica reguladas, em nível compatível com o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão” (Aneel, 2006, s.p.).

A RTP passou a ser realizada a cada 5 anos, para as concessionárias que prorrogaram seus contratos de concessão.

4.3.2 Reajuste Tarifário Anual (RTA)

O objetivo do Reajuste Tarifário Anual (RTA) é restabelecer, anualmente, o poder de compra da receita obtida pelo concessionário, receita esta composta pela Parcela A, representada pelos custos não-gerenciáveis da empresa, e pela Parcela B, que compreende o valor remanescente da receita, representado pelos custos gerenciáveis.

Por meio do reajuste tarifário, se dá a correção dos valores no período compreendido entre as Revisões Tarifárias Periódicas.

4.3.3 Revisão Tarifária Extraordinária (RTE)

A Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) tem por função manter constante o valor a pagar pelo serviço, mas aplica-se em face de eventos extraordinários, únicos, que venham a alterar o equilíbrio econômico-financeiro inicial e para os quais o reajuste não é adequado, como aumento significativo nos custos da empresa de distribuição, incluindo as modificações de tarifas de compra de energia, encargos

setoriais ou encargos de uso das redes elétricas que possam ser estabelecidos durante o período.

4.4 Composição da Tarifa Média no Brasil

Desde que começou a operar o sistema de serviço pelo preço (“price-cap”), a participação das distribuidoras no valor total da tarifa vem reduzindo.

Segundo a ABRADDEE (2017), na indicação da composição tarifária média do Brasil (incluindo todos os consumidores brasileiros) em 2015, apenas 6% da tarifa é para a remuneração do capital investido pela distribuidora.

Na mesma linha, a parcela que ficou para as distribuidoras é de 16,9%, sem considerar o impacto das bandeiras tarifárias, enquanto os itens que compõem a parcela A (compra de energia, transmissão e encargos) totalizou 83,1%, conforme apresentado na figura 4, a seguir.

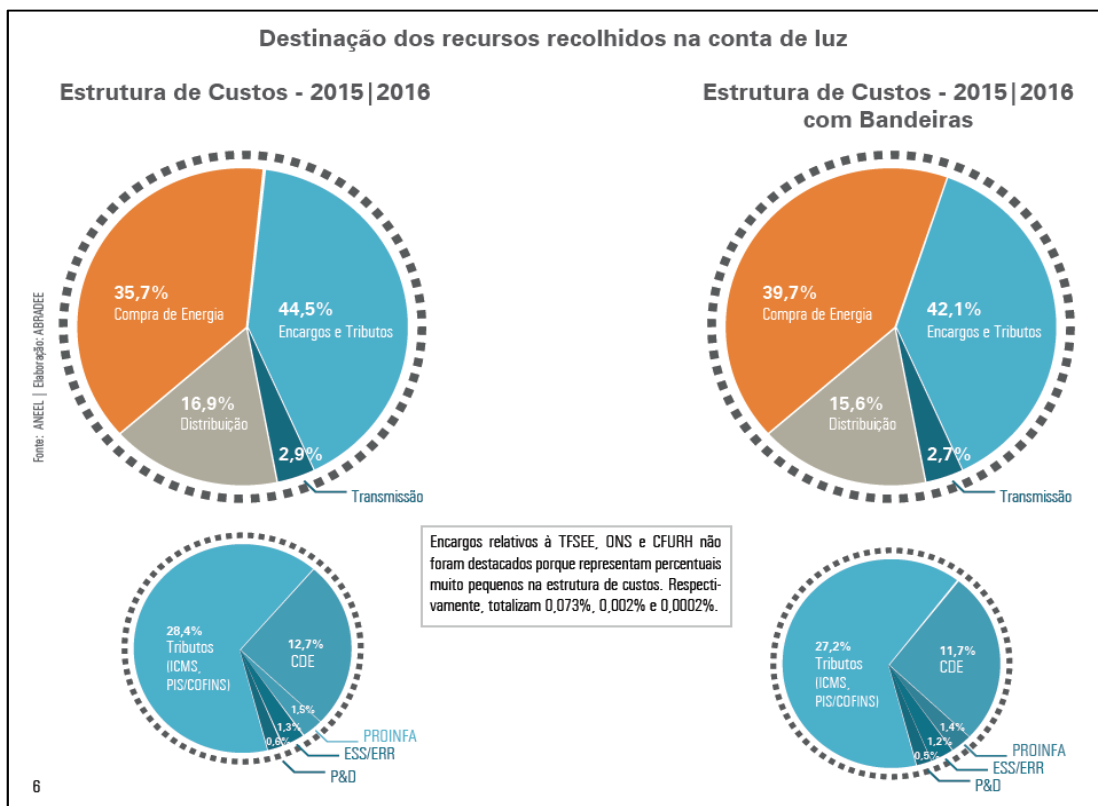


Figura 5: Estratificação dos recursos recolhidos na conta de luz – 2015/2016

Fonte: ABRADDEE, 2017.

Ressalte-se que a resultante consolida a receita de todas as faixas de consumo, bem como de todos os tipos de consumidores (industriais, comerciais, residenciais, baixa-renda, etc.), em todos os Estados.

Diante deste quadro, observa-se que o repasse de futuros ganhos de produtividade e eficiência obtidos pelas distribuidoras será pouco perceptível aos olhos dos consumidores. Isto porque a parcela da distribuidora é pouco representativa perante as demais parcelas que compõem a tarifa de energia.

5 REGULAÇÃO DO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A regulação do setor elétrico, de uma forma sintética, pode ser segregada entre regulação técnica e regulação econômica.

5.1 Regulação técnica da distribuição de energia elétrica

A regulação técnica dos serviços de distribuição de energia elétrica é definida e regulamentada através: dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST); e da Resolução Normativa nº 414/2010 que define as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica.

5.1.1 Estrutura dos PRODIST

Conforme definição apresentada pela Aneel, os Procedimentos de Distribuição (PRODIST), documentos elaborados pela reguladora, normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Estes PRODIST estão estruturados em 10 módulos, dentre os quais se destacam:

- Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição: estabelece os procedimentos para o cálculo das perdas técnicas de potência dos sistemas de distribuição de energia elétrica;
- Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica: SERVIÇO estabelece os procedimentos relativos aos indicadores de continuidade e dos tempos de atendimento e estabelece metodologia de monitoramento automático dos indicadores de qualidade.

5.1.2 Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica

Conforme definição apresentada pela Aneel, as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica, com redação dada pela Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, são o resultado da evolução regulatória de uma série de atos desde 1957, com o objetivo de regular as disposições a serem observadas pelos consumidores e pelas empresas responsáveis pela prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, estabelecendo os seus direitos e deveres. A REN nº 414/2010 está estruturada em 17 capítulos. Quanto a REN 414, cabe destacar que as recentes alterações de prazo de atendimento têm imposto maiores custos que não são possuídos na tarifa.

5.2 Estrutura atual da regulação das tarifas de distribuição de energia elétrica

A estrutura dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, que, portanto, regulam a tarifação da energia elétrica, e que visa além da modicidade tarifária, a eficiência e qualidade da distribuição deste produto, foi originalmente aprovada pela Resolução Normativa nº 435/2011, e está atualmente dividida em 12 módulos, dos quais se destacam:

Módulo 2 – REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO		
Impacto mais relevante para: Parcela B	Submódulo 2.1 – Procedimentos Gerais Submódulo 2.2 – Custos Operacionais Submódulo 2.3 – Base de Remuneração Regulatória Submódulo 2.4 – Custo de Capital Submódulo 2.5 – Fator X Submódulo 2.6 – Perdas de Energia Submódulo 2.7 – Outras Receitas Submódulo 2.8 – Geração Própria de Energia	Estabelece a metodologia e os critérios gerais para cálculo da revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica.
Módulo 3 – REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO		
Impacto mais relevante para: Parcela A	Submódulo 3.1 – Procedimentos Gerais Submódulo 3.2 – Custos de Aquisição de Energia Submódulo 3.3 – Custos de Transmissão Submódulo 3.4 – Encargos Setoriais	Estabelece a metodologia e os procedimentos de cálculo do reajuste tarifário anual das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

Módulo 4 – COMPONENTES FINANCEIROS DAS TARIFAS DE DISTRIBUIÇÃO		
<p>Impacto mais relevante para:</p> <p>Componentes Financeiros</p> <p>(CVA e IF)</p>	<p>Submódulo 4.1 – Conceitos Gerais</p> <p>Submódulo 4.2 – Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela “A” (Redação dada pela REN ANEEL 703 de 15.03.2016)</p> <p>Submódulo 4.3 – Sobrecontratação de Energia e Exposição ao Mercado de Curto Prazo (Redação dada pela REN ANEEL 703 de 15.03.2016)</p> <p>Submódulo 4.4 – Demais Componentes Financeiros – DCF (Redação dada pela REN ANEEL 703 de 15.03.2016)</p> <p>Submódulo 6.1 – Limites de Repasse dos Custos de Compra de Energia (Incluído pela REN ANEEL 703 de 15.03.2016)</p>	<p>Estabelece os procedimentos de cálculo dos componentes financeiros passíveis de consideração nos processos de reajuste tarifário anual e revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica.</p>
Módulo 5 – ENCARGOS SETORIAIS		
<p>Impacto mais relevante para:</p> <p>Parcela A</p>	<p>Submódulo 5.1 – Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC</p> <p>Submódulo 5.2 – Conta de Desenvolvimento Energético – CDE</p> <p>Submódulo 5.3 – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA</p> <p>Submódulo 5.4 – Encargo de Serviço de Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva – EER</p> <p>Submódulo 5.5 – Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE</p> <p>Submódulo 5.6 – Pesquisa e Desenvolvimento – P&D, Eficiência Energética – EE e Ressarcimento ICMS de Sistemas Isolados</p> <p>Submódulo 5.7 – Reserva Global de Reversão – RGR</p> <p>Submódulo 5.8 – Contribuição dos Associados – ONS</p> <p>Submódulo 5.9 – Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH</p>	<p>Estabelece os procedimentos de cálculo dos encargos tarifários.</p>
Módulo 6 – DEMAIS PROCEDIMENTOS		
<p>Impacto mais relevante para:</p> <p>Parcela A</p>	<p>Submódulo 6.1 – Limites de Repasse dos Custos de Compra de Energia</p> <p>Submódulo 6.2 – ITAIPU</p> <p>Submódulo 6.3 – Encargos de Conexão A1</p> <p>Submódulo 6.4 – Cancelado (Redação dada pela REN ANEEL 657 de 14.04.2015)</p> <p>Submódulo 6.5 – Serviços Cobráveis</p> <p>Submódulo 6.6 – Tarifa Atualizada de Referência – TAR</p> <p>Submódulo 6.7 – Eletronuclear</p> <p>Submódulo 6.8 – Bandeiras Tarifárias (Incluído pela REN 649 de 27.02.2015)</p>	<p>Estabelece os procedimentos de cálculo de outros itens tarifários.</p>
Módulo 7 – ESTRUTURA TARIFÁRIA DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO		
<p>Impacto mais relevante para:</p> <p>Parcela A</p>	<p>Submódulo 7.1 – Procedimentos Gerais</p> <p>Submódulo 7.2 – Tarifas de Referência (Vide pela REN ANEEL 607, de 18.03.2014)</p> <p>Submódulo 7.3 – Tarifas de Aplicação (Vide REN ANEEL 607, de 18.03.2014)</p> <p>Submódulo 7.4 – Tarifas para Centrais Geradoras (Incluído pela REN ANEEL 657 de 14.04.2015)</p>	<p>Estabelece a metodologia e os procedimentos de cálculo da tarifa de uso dos sistemas de distribuição (TUSD) e da tarifa de energia elétrica (TE).</p>

Fonte: Adaptado do Anexo I da compilada REN nº 435/2011 e da Nota Técnica nº 118/2011.

6 RENOVAÇÃO DA CONCESSÃO DO SERVIÇO PÚBLICO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Desde as celebrações dos contratos de concessão de distribuição, no final da década de 90, a Aneel e o Poder Concedente ficaram com a tarefa de definir se as concessões, ao término de suas vigências, poderiam ser prorrogadas e sob quais condições ocorreriam as renovações ou devoluções dos ativos para a União.

Diante a importância do tema, tanto o Tribunal de Contas da União (TCU), quanto o Ministério Público Federal (MPF), inicialmente se posicionaram em sentido contrário às renovações, apontando que estas não deveriam ocorrer antes da apresentação dos devidos estudos, de forma a possibilitar a todos os interessados a análise das vantagens e desvantagens do ato da prorrogação.

Desta forma, a partir da Audiência Pública nº 038/2015 e das conclusões apuradas na Nota Técnica nº 175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL, estabeleceu-se a minuta do termo aditivo dos contratos de concessão, incorporando cláusulas de exigência da manutenção qualidade do serviço e da sustentabilidade econômica financeira da concessão.

6.1 A origem da Copel Distribuição S.A.

Em 26 de outubro de 1954 o governador Bento Munhoz da Rocha Neto fundou a Companhia Paranaense de Energia (COPEL) com o objetivo de construir um sistema elétrico no Estado do Paraná. Por conta desta política de estruturação a COPEL passou a atuar nos segmentos de geração e distribuição de energia elétrica. (Copel, 2017)

Determinado pela publicação da Lei nº 9.074 de 7 de julho de 1995, oriundo do processo de desverticalização iniciado em 1995, a atividade transmissão de energia elétrica foi dissociada do serviço de distribuição.

Também, por intermédio desta lei as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica foram prorrogadas por até 20 anos a contar de sua publicação. Assim criou-se a Copel Distribuição S.A. (COPEL DIS).

6.2 A regulação da prorrogação das concessões de distribuição

A partir da publicação da Medida Provisória nº 579/2012 (MP 579/12), foram estabelecidas disciplinas e condições para prorrogar concessões de serviços públicos de energia elétrica, vencidas e vincendas até 2017, com vistas à manutenção da modicidade tarifária, qualidade e continuidade da prestação do serviço de distribuição de energia elétrica.

Em 11 de janeiro de 2013 a MP 579/12 foi convertida na Lei nº 12.783. Esta lei as condições de prorrogação, conforme artigo 7º, transcrito a seguir:

A partir de 12 de setembro de 2012, as concessões de distribuição de energia elétrica alcançadas pelo art. 22 da Lei nº 9.074, de 1995, poderão ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até 30 (trinta) anos, de forma a assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço, a modicidade tarifária e o atendimento a critérios de racionalidade operacional e econômica. (BRASIL, 2013, s.p.)

Mesmo com a disciplina legal somente em 3 de junho de 2015, por intermédio da publicação do Decreto nº 8.461/2015, é que efetivamente regulamentou-se a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica, por trinta anos.

6.3 A renovação da concessão da COPEL DIS

Em 09 de dezembro de 2015 a COPEL DIS e a União firmaram o **Quinto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 46/1999** (5TA COPEL DIS) que prorrogou sua concessão até 7 de julho de 2045, renovando assim o atendimento dos serviços de distribuição de energia elétrica por mais 30 anos.

6.4 Exigências do Decreto 8.461/15 à concessão renovada

O Decreto 8.461/15 estabeleceu metas e critérios a serem atendidos pelas concessionárias, dos quais se destacam:

- a) a eficiência com relação à qualidade do serviço prestado, com base na frequência e duração média das interrupções;
- b) eficiência com relação à gestão econômico-financeira, com base na capacidade de a concessionária honrar seus compromissos econômico-financeiros; e
- c) modicidade tarifária.

Estabeleceu-se ainda que para os dois primeiros critérios hajam metas anuais ao longo de 5 anos em trajetória de melhoria contínua, cujo descumprimento poderá resultar em obrigações de aporte de capital por parte dos acionistas, além de levar à extinção da concessão se inadimplente por dois anos consecutivos ou ao final do período.

6.4.1 Critério da eficiência com relação à qualidade do serviço prestado

O primeiro critério relaciona-se com a qualidade do serviço ao consumidor de energia elétrica, cuja mensuração deverá ser realizada pela Aneel, que fiscalizará a continuidade do serviço, utilizando indicadores relacionados com a frequência e duração das interrupções.

Os indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) já são apurados de forma global para cada concessionária. Como estes consideram tanto interrupções de origem interna quanto externa, considerou-se prudente utilizar os indicadores DEC_i e FEC_i que refletem apenas a atuação da distribuidora na prestação do serviço.

O 5TA COPEL DIS prevê que, se ocorrer descumprimento dos padrões de qualidade estabelecidos pela Agência Reguladora, haverá restrição da distribuição de dividendos e/ou juros sobre capital próprio pela concessionária.

6.4.2 Critério de eficiência em relação à gestão econômico-financeira

O Decreto nº 8.461/2015 em seu artigo 1º, § 3º, determina que a Aneel realize a mensuração por meio de indicadores que “apurem a capacidade de a concessionária honrar seus compromissos econômico-financeiros de maneira sustentável” (BRASIL, 2015, s.p.). A Aneel define, conforme descrito na Nota Técnica nº 0335/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL, que:

“a sustentabilidade plena de uma distribuidora de energia elétrica pressupõe a geração de riqueza suficiente para (i) investir na reposição da infraestrutura desgastada anualmente, (ii) investir para expandir o sistema e melhorar a qualidade, (iii) pagar os juros da dívida; (iv) cobrir a necessidade de capital de giro; (v) recolher os tributos sobre o lucro; (vi) remunerar adequadamente os sócios, e, em certos casos, (vii) a amortizar parcela do principal, entre outras obrigações”

Como a “Parcela A” da receita das distribuidoras refere-se aos custos com aquisição de energia, uso dos sistemas de transmissão e encargos setoriais (custos não gerenciáveis), a avaliação econômico-financeira é então feita sobre o resultado da “Parcela B”, referente à cobertura dos custos relacionados à atividade de distribuição.

As metas relacionadas à capacidade de honrar os compromissos econômicos e financeiros também deverão ser alcançadas pelas Distribuidoras no prazo máximo de 5 anos, contado a partir do primeiro ano subsequente à renovação da concessão.

No primeiro ano a condição mínima poderá ser assegurada por meio de aporte de capital, enquanto que a partir do segundo ano a geração de caixa deve ser positiva. A partir do terceiro ano incrementa-se a necessidade de que a geração de caixa seja suficiente para fazer frente aos investimentos em reposição. No quarto ano, deve fazer frente à parte do custo da dívida e finalmente, a partir do quinto ano, alcançar a condição mínima de sustentabilidade já discutida.

Como uma das medidas mitigatórias, a Aneel propõe que uma das condições para a prorrogação seja que os controladores se comprometam a aportar capital na concessionária a cada ano que houver violação dos parâmetros mínimos de

sustentabilidade econômica e financeira. Da mesma forma, busca restrição temporária de distribuição de resultados nestas ocasiões.

Constituição de garantias de sustentabilidade da concessão

Resultado da Audiência Pública nº 48/2011 e das recomendações da Nota Técnica nº 01/2013-SFF/ANEEL, a Resolução Normativa nº 532, de 14 de janeiro de 2013 disciplinou os critérios para a constituição de garantias a serem oferecidas por concessionárias, permissionárias e autorizadas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, com vistas à manutenção e sustentabilidade das concessões renovadas.

No inciso V do Art.3º foram estabelecidos os limites econômicos e financeiros para fiscalização às concessionárias renovadas de acordo com os parâmetros que seguem:

Dívida Líquida Esperada / LAJIDA UDM < 4;
 Dívida Líquida Esperada / LAJIDA UVM < 4;
 Dívida Líquida Esperada / [LAJIDA UDM (-) Investimentos UDM] <5;
 Dívida Líquida Esperada / [LAJIDA UVM (-) Investimentos UDM] <5;
 Dívida Líquida Esperada < {[LAJIDA UDM (-) Investimentos UDM] x Prazo Remanescente da Concessão ou Permissão}; e
 Dívida Líquida Esperada < {[LAJIDA UVM (-) Investimentos UVM] x Prazo Remanescente da Concessão ou Permissão}.

Figura 6: Reprodução dos Limites de endividamento

Anexa a esta resolução estão as definições dos conceitos utilizados nas fórmulas acima e são conforme seguem:

LAJIDA ou EBITDA UDM e UVM: Lucro antes de Juros (Resultado Financeiro), Impostos (Tributos sobre a Renda), Depreciação e Amortização ou **Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization**. Adicionalmente, também são estornados o Resultado de Equivalência Patrimonial e o Resultado Não Operacional. O LAJIDA expressa a geração operacional bruta de caixa ou a quantidade de recursos monetários gerados pela atividade fim da concessionária ou da permissionária. O LAJIDA será calculado para 2 (dois) períodos. O primeiro envolverá a geração de caixa dos doze meses anteriores à Data-Base – LAJIDA UDM (janeiro do ano N+1 a dezembro do ano N+1, abril do ano N a março do ano N+1, julho do ano N a junho do ano N+1 ou outubro do ano N a setembro do ano N+1). O segundo período contemplará o LAJIDA gerado entre o 24º (vigésimo quarto) mês e o 13º (décimo terceiro) mês anteriores à Data-Base – LAJIDA UVM (janeiro do ano N a dezembro do ano N, abril do ano N-1 a março do ano N, julho do ano N-1 a junho do ano N ou outubro do ano N-1 a setembro do ano N).

Figura 7: Reprodução da Definição dos Conceitos da Figura 6

Estes limites impactam diretamente o custo e o nível de capitação de recursos a que poderão ser contraídos pelas distribuidoras para investimento em ativos de rede, e, conseqüentemente, a remuneração da base a ser definida em cada processo de revisão tarifária.

6.4.3 Critério da modicidade tarifária

Como um dos pilares da nova estrutura do modelo do Setor Elétrico, normatizada em 2004 por meio da Lei nº 10.848, a manutenção da modicidade tarifária é um dos critérios a serem atendidos pelas concessionárias interessadas na renovação de seus contratos de concessão.

Nesse aspecto, torna-se importante lembrar que, atualmente, o modelo do setor de distribuição adota a regulação por incentivos e não mais a regulação pelo custo, como ocorria até a década de 80.

7 IMPACTOS REGULATÓRIOS ORIUNDOS DA RENOVAÇÃO DAS DISTRIBUIDORAS

A definição legal para a renovação das distribuidoras que foi dada a partir da publicação da MP 597/12 trouxe com sigilo, nas entrelinhas, a necessidade de retificar parte da regulação do mercado de distribuição de energia elétrica. Posteriormente, em 2015, por força da intervenção do Tribunal de Contas da União, a reforma regulatória alcançou alterações de garantias contratuais, principalmente quanto aos aspectos técnicos e aspectos de sustentabilidade econômica e financeira da concessão.

Diante deste cenário, e, principalmente em função da MP 579/12, a regulação do setor elétrico sofreu várias e impactantes alterações.

Entre 2013 e 2016 foram realizadas várias alterações na regulação do setor elétrico. Neste período foram finalizadas 386 Audiências Públicas e 63 Consultas Públicas (total de 449 participações), praticamente o mesmo nível de participação pública entre 2009 e 2012, com 471 participações (368 AP + 103 CP).

Até meados de 2017 já foram encerradas 21 participações públicas (17 AP + 4 CP). Quanto à atividade de regulação, a Aneel agendou 41 atividades para o biênio 2015-2016 (ano civil), e estão previstas outras 53 atividades até o final do biênio 2016-2018 (ano tarifário).

7.1 Alterações na constituição de garantias

Recentemente foi publicada a Resolução Normativa nº 766 de 25 de abril de 2017 que revogou a REN nº 532/13 e modificou os parâmetros voltados à captação de recursos pelas concessionárias de distribuição, como constam na figura 8:

~~Dívida Líquida Esperada / LAJIDA UDM < 4;
 Dívida Líquida Esperada / LAJIDA UVM < 4;
 Dívida Líquida Esperada / [LAJIDA UDM (-) Investimentos UDM] < 5;
 Dívida Líquida Esperada / [LAJIDA UVM (-) Investimentos UVM] < 5;
 Dívida Líquida Esperada < {[LAJIDA UDM (-) Investimentos UDM] x Prazo Remanescente da Concessão ou Permissão}; e
 Dívida Líquida Esperada < {[LAJIDA UVM (-) Investimentos UVM] x Prazo Remanescente da Concessão ou Permissão}.~~

Figura 8: Limites definidos pela REN nº 532/13

Assim, através da REN nº 766/17 foram definidos os novos parâmetros como constam na figura 9:

$$SCV + NC < FCC + CVA$$

$$FCC = \left[(RC + QRR + CAIMI) \times \frac{VPB_r}{VPB_R} \times \frac{IPCA_{\text{último}}}{IPCA_{\text{reajuste}}} \right]$$

SCV: Somatório dos direitos emergentes já cedidos limitados ao saldo devedor atualizado de cada operação;
 NC: Direitos emergentes cedidos na nova operação;
 FCC: Fluxo de caixa da concessão, composto por:
 RC: Remuneração do capital investido calculado no último processo de revisão tarifária periódica;
 QRR: Quota de reintegração regulatória calculado no último processo de revisão tarifária periódica;
 CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis regulatório, definido na ocasião da revisão tarifária;
 VPB_R: Valor da parcela B calculado no último processo de revisão tarifária;
 VPB_r: Valor da parcela B mais recente entre o reajuste ou a revisão tarifária;
 IPCA_{último}: Número índice último IPCA disponível
 IPCA_{reajuste}: Número índice IPCA no mês do reajuste;
 CVA: Ativos regulatórios líquidos (após a dedução de passivos regulatórios) decorrentes da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela "A" com a melhor informação disponível à concessionária de acordo com as regras do manual de contabilidade do setor elétrico para constituição do ativos e passivos regulatórios.

Figura 9: Novo limite disciplinado pela REN nº 766/17

Em síntese, e conforme fundamentos que constam no voto do processo: 48500.003951/2007-19 que aprovou a REN nº 766/17, os novos parâmetros visam o limite de cessão de direitos de distribuidora em eventual situação de intervenção administrativa ou processo de caducidade da concessão que não comprometam a operação de distribuição de energia elétrica.

7.2 Alterações na regulação técnica após a MP 579/2012

7.2.1 Alterações dos PRODIST

Os PRODIST tiveram 26 versões revisadas após 2012, ano de publicação da MP 579/2012, que ocorreram através de 15 resoluções normativas¹, sendo que destas 9 editaram módulos que entraram em vigor a partir de 2015, ano que houveram as discussões de fechamento das cláusulas dos termos aditivos para a renovação das concessões de distribuição conforme previsão da MP 579/2012.

Extraído das informações que constam nos módulos dos PRODIST, o quadro abaixo revela a concentração das alterações desta regulação técnica:

Módulos PRODIST	Versões de Revisão PRODIST			
	2013 e 2014	2015 a 2017	Versão Vigente	Versão Futura
Módulo 1 - Introdução	6x	3x	9º	-
Módulo 2 - Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição	2x	2x	7º	-
Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição	-	1x	6º	7º
Módulo 4 - Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição	-	-	1º	-
Módulo 5 - Sistemas de Medição	-	3x	5º	-
Módulo 6 - Informações Requeridas e Obrigações	6x	2x	12º	13º
Módulo 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição	1x	1x	4º	-
Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica	2x	2x	8º	9º
Módulo 9 - Ressarcimento de Danos Elétricos	-	-	V 0	-
Módulo 10 - Sistema de Informação Geográfica Regulatório	-	V 0	V 0	-

Fonte: Extraído dos módulos dos PRODIST, disponibilizados no sítio eletrônico da ANEEL.

7.2.2 Alterações dos artigos da REN nº 414/2010

A REN nº 414/2010 teve 33 alterações a partir de sua primeira publicação, sendo que 19 destas alterações ocorreram após 2012², sendo que destas 9 alterações entraram em vigor a partir de 2015.

¹ Em 2013 a REN 543. Em 2014 as RENs 602, 628, 641, 655 e 657. Em 2015 as RENs 655, 656, 664, 687 e 688. Em 2016 as RENs 724, 728 e 730. Em 2017 a REN 759.

² Em 2013 as REN 547, 563, 569, 572, 574, 581 e 587. Em 2014 as RENs 610, 620 e 626. Em 2015 as RENs 657, 663 e 670. Em 2016 as RENs 714, 717, 724, 725, 733, 741 e 742.

7.3 Alterações na regulação econômica após a MP 579/2012

7.3.1 Alterações dos PRORET afetos à Parcela A

Os PRORET afetos a Parcela A tiveram 37 versões de submódulos revisados após 2012, ano de publicação da MP 579/2012, que ocorreram através de 25 resoluções normativas³, sendo que destas 18 resoluções retificaram 24 submódulos a partir de 2015, ano que houveram as discussões de fechamento das cláusulas dos termos aditivos para a renovação das concessões de distribuição conforme previsão da MP 579/2012.

7.3.2 Alterações dos PRORET afetos à Parcela B

Os PRORET do módulo 2, afetos a Parcela B, tiveram 23 versões de submódulos revisados após 2012, que ocorreram através de 10 resoluções normativas⁴, sendo que destas 5 resoluções retificaram 10 submódulos a partir de 2015. Em 2016 o submódulo 2.1 – Procedimentos Gerais (Módulo 2 – RTP) foi retificado por meio da publicação do Despacho ANEEL nº 1.646.

7.4 PRORET específicos para as concessões renovadas a partir da MP 579/2012

Além das alterações dos PRORET como demonstrado nos itens anteriores, a Resolução Normativa nº 761 de 21 de fevereiro de 2017 modificou os seguintes submódulos:

Módulo 2 – REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO

Submódulo 2.1 – Procedimentos Gerais

Submódulo 2.2 – Custos Operacionais

Submódulo 2.5 – Fator X

Submódulo 2.7 – Outras Receitas

³ Em 2013 as RENS 543, 547, 591 e 593. Em 2014 as RENS 604, 607 e 609. Em 2015 as RENS 649, 650, 652, 657, 682, 685, 689, 694 e 695. Em 2016 as RENS 700, 703, 721, 723, 737 e 745. Em 2017 as RENS 757, 760 e 761.

⁴ Em 2013 as RENS 544, 573, 581, 585 e 635. Em 2014 a REN 640. Em 2015 as RENS 648, 660 e 686. Em 2016 a REN 754.

Módulo 3 – REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO
Submódulo 3.1 – Procedimentos Gerais
Submódulo 3.2 – Custos de Aquisição de Energia
Submódulo 3.3 – Custos de Transmissão
Submódulo 3.4 – Encargos Setoriais
Módulo 4 – COMPONENTES FINANCEIROS DAS TARIFAS DE DISTRIBUIÇÃO
Submódulo 4.2 – Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela “A”
Submódulo 4.4 – Demais Componentes Financeiros – DCF

Fonte: Extraído da REN 761/2017.

Estas alterações resultaram das definições e recomendações alcançadas por intermédio da Audiência Pública nº 058/2016, e que impactaram principalmente:

- a) O reajuste da Parcela B nos anos entre ciclos: que antes se dava pela variação do mercado e do IGPM sobre a VPB⁵, em R\$, homologada na última revisão tarifária; e que passou a aplicar a variação do mercado e do IPCA sobre a tarifa VPB em R\$/MWh. Isto permitirá neutralizar os impactos de quedas no mercado consumidor e que provocam redução da remuneração efetiva das distribuidoras, contudo, em momentos de crescimento da carga as distribuidoras também deixarão de serem beneficiadas em função deste tipo de crescimento;
- b) Receitas Irrecuperáveis: que antes compunha a Parcela B, e, portanto, representava risco econômico para o distribuidor. Após a AP 058/16 esta rubrica foi transferida para a composição econômica da Parcela A, considerando limite de repasse na tarifa;
- c) A total neutralidade da Parcela A, exceto sobre a CVA referente ao encargo P&D⁶. Antes a neutralidade estava sendo aplicada apenas dos Encargos, sob a denominação de CVA Encargos a Compensar. Após a AP 058/16 passou a considerar a variação de mercado sobre todos os componentes da Parcela A, ou seja, encargos setoriais, compra de energia, custos de transporte e receitas irrecuperáveis;
- d) A neutralidade de todos os componentes financeiros, exceto sobre a CVA a Compensar do encargo P&D. Este foi um avanço da AP 058/16 e já está

⁵ Valor da Parcela B (VPB) definido em cada processo de revisão tarifária.

⁶ Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D e EE), ou simplesmente, P&D.

sendo aplicada na determinação dos reajustes para o ano tarifário de 2017/2018⁷.

7.5 Impactos da REN nº 761/17 na composição das tarifas

Como visto no item anterior, a revisão provocada pela REN nº 761/17 nos PRORET modificará a composição das tarifas de energia, já a partir dos reajustes subsequentes ao 4º ciclo tarifário (2016 a 2021). Esta mudança se dará na composição e reajuste da VPB e pela promoção da total neutralidade da Parcela A e dos Componentes Financeiros (CVA e IF), visando assim a manutenção sustentável e módica do equilíbrio econômico e financeiro das distribuidoras renovadas, como é o caso da COPEL DIS.

7.6 Reflexos das alterações regulatórias

A constante alteração da regulação técnica e/ou econômica acarreta expressivo risco à concessão, seja pelo ambiente de incertezas instaurado no setor, seja pelas dificuldade de estabelecer-se uniformidade na interpretação da regulação, a ponto de envolver associações de diversos seguimentos do negócio energia em busca de entender e aplicar os complexos critérios impostos pelos reguladores, seja pelo expressivo volume de judicializações interpostas entre agentes, horizontal ou verticalmente, que afetam os seguimentos de geração, transmissão, comercialização e distribuição, provocando altos níveis de inadimplência, situação esta que levou a entrega da concessão de alguns *players* do setor elétrico.

⁷ A realidade dos efeitos da AP 058/16 já estão aplicados nos RTA das distribuidoras que já reajustaram suas tarifas após a publicação da REN 761/17.

8 CONCLUSÃO

Apesar do serviço público de distribuição de energia ser considerado um monopólio, a atuação da Aneel como órgão regulador tem corrigido a falha de mercado, seja estabelecendo metas regulatórias, seja impondo uma concorrência virtual entre as distribuidoras.

Desde a assinatura dos primeiros contratos de concessão de distribuição, em 1995, o segmento não tinha claro quais seriam as condições (e se existiam) para a renovação/prorrogação dos contratos. Com o atraso na definição das regras por parte do governo e a interferência do TCU e MP, restou a Aneel realizar a AP 023/2014 de forma “apressada”. Assim, diante de todo arcabouço de regras regulatórias, o qual preza pela eficiência dos processos de gestão das empresas e pela modicidade tarifária, e de regras mais duras sob o ponto de vista da prestação de serviço de má qualidade, as empresas passam a conviver em um ambiente de elevado grau de complexidade. Isto muito em razão das regras regulatórias que estão calçadas em modelos teóricos que não capturam de forma adequada todas as variáveis e características particulares de cada concessão.

Nesse contexto, as próprias regras da ANEEL se apresentam de maneira contraditória e provocam uma situação paradoxal. Ou seja, por um lado, através de incentivos/metras, força a distribuidora realizar investimento para constantemente aperfeiçoar a qualidade do atendimento do serviço de distribuição de energia elétrica sem prejudicar a modicidade tarifária; por outro lado, a constante necessidade em consolidar no setor o entendimento das inúmeras revisões da regulação exige dos gestores a promoção de vários mutirões, que resultam em elevação de despesas com profissionais especialistas e, muitas vezes, em custos com participações em grupos/associações multidisciplinares, ou seja, provocam a elevação de custos que não serão reconhecidos além dos parâmetros tarifários de referência regulatória.

Para ilustrar o mencionado paradoxo, a ABRADDEE, já referenciada, cita que na composição da receita requerida, a partir dos custos de distribuição de energia elétrica, apenas 6% referem-se a remuneração do capital investido, ou seja, o lucro

regulatório estimado para as distribuidoras. Se for ainda considerado a parcela que se refere à Quota de Reintegração Regulatória (QRR) verifica-se, então, o EBITDA regulatório. Ocorre que para alcançar esta margem de referência exige-se da distribuidora forte esforço de otimização de custos, principalmente dos custos operacionais, o PMSO (pessoal, materiais, serviços de terceiros e outras despesas), ou seja, coloca-se como meta a redução dos custos de O&M (operação e manutenção) para possibilitar o enquadramento mais próximo ao patamar regulatório.

Isto posto, e para acompanhar as constantes e inúmeras alterações regulatórias, as distribuidoras precisam investir em capital intelectual, capaz de interpretar, acompanhar e implantar as alterações regulatórias tempestivamente à exigência de enquadramento imposta pelo regulador. Assim, se por um lado as metas interpostas apontam a racionalização de PMSO, as flutuações da regulação apontam no sentido inverso, exigindo a utilização recursos oriundos da Parcela B, que deveria estar fortemente no atendimento à carga demandada, e, por consequência, restringem a operação e manutenção da rede, refletindo em prejuízo do EBITDA da distribuidora o que compromete a capacidade de captação de recursos e, portanto, de investimento na estrutura de distribuição.

As concessões renovadas têm apenas um ano de histórico, mesmo que advenha de prorrogação de contratos, mas, agora, estão com novas exigências. Assim, esta pesquisa não tem a pretensão de liquidar o assunto, mas sim procurou instigar novos aspectos a serem abordados, como aspectos jurídicos, de gestão técnica e da gestão econômica e financeira do negócio distribuição.

9 BIBLIOGRAFIA

ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. "**Tarifas de Energia**" (2017). Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/tarifas-de-energia/tarifas-de-energia>>. Acesso em: 30.mai.2017.

ANEEL. **Audiência Pública nº 038/2015 – Voto**. Audiência pública para colher subsídios e informações adicionais, a fim de aprimorar o modelo de termo aditivo e de contrato e prorrogar as concessões de distribuição de energia elétrica com base no Decreto nº 8.461, de 2 de junho de 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/038/documento/voto_ap038_2015.pdf>. Acesso em: 19.mai.2017.

ANEEL. **Bandeira Tarifária, de 24 de novembro de 2015**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/bandeira-tarifaria/654800?inheritRedirect=false>. Acesso em: 19.mai.2017.

ANEEL. **Manual de controle patrimonial do setor elétrico – MCSPE**. 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656815/14887121/MANUAL+DE+CONTROLE+PATRIMONIAL+DO+SETOR+EL%C3%89TRICO++MCPSE/3308b7e2-649e-4cf3-8fff-3e78ddeb98b>>. Acesso em: 19.mai.2017.

ANEEL. **Nota Técnica nº 0335/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL, de 4 de setembro de 2015**. Resultado da Audiência Pública nº 038/2015, instituída com vistas ao aprimoramento dos novos Contratos de Concessão para Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica, nos termos do Decreto nº 8.461/2015 e Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/038/resultado/nt0335_2015_sct.pdf>. Acesso em: 19.mai.2017.

ANEEL. **Nota Técnica nº 175/2015-SCT-SFE-SFF-SRD-SRM/ANEEL, de 8 de junho de 2015**. Dispõe sobre a Minuta dos novos Contratos de Concessão para Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica, nos termos do Decreto nº 8.461/2015 e Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/038/documento/nt0175_23.6.15.pdf>. Acesso em: 19.mai.2017.

ANEEL. **Nota Técnica nº 118/2011–SRE-SRD-SRT-SFF-SEM-SRG-SCT/ANEEL, de 13 de maio de 2011**. Resultado da Audiência Pública nº 048/2010, instituída com vistas a propor consolidação da regulamentação vigente acerca dos processos tarifários, visando à elaboração dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/nren2011435.pdf>>. Acesso em: 25.mai.2017.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/prodist>>. Acesso em: 19.mai.2017.

ANEEL. **Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET**. 2017. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>>. Acesso em: 05.mai.2017.

ANEEL. **Qualidade do fornecimento de energia elétrica melhora em 2016**. Sala de imprensa. 2017. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/qualidade-do-fornecimento-de-energia-eletrica-melhora-em-2016/656877?inheritRedirect=false>. Acesso em: 30.mai.2017.

BRASIL. **Constituição da República Federativa do Brasil de 1988**. 1988. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicaocompilado.htm>. Acesso em: 19.mai.2017.

BRASIL. **Decreto nº 8.461, de 2 de junho de 2015**. Regulamenta a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica, de que trata o art. 7º da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, e o art. 4º-B da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2015/decreto/D8461.htm>. Acesso em: 19.mai.2017.

BRASIL. **Decreto-lei nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957**. Regulamenta os serviços de energia elétrica. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/antigos/d41019.htm>. Acesso em: 19.mai.2017.

BRASIL. **Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013**. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária; altera as Leis nºs 10.438, de 26 de abril de 2002, 12.111, de 9 de dezembro de 2009, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e 10.848, de 15 de março de 2004; revoga dispositivo da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993; e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2013/Lei/L12783.htm>. Acesso em: 19.mai.2017.

BRASIL. **Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995**. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previstos no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L8987compilada.htm>. Acesso em: 19.mai.2017.

BRASIL. **Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995**. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras

providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9074cons.htm>. Acesso em: 19.mai.2017.

BRASIL. **Medida Provisória nº 2.227, de 4 de setembro de 2001.** Estabelece exceção ao alcance do art. 2º da Lei no 10.192, de 14 de fevereiro de 2001. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/mpv/2227.htm>. Acesso em: 19.mai.2017.

BRASIL. **Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012.** Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/mpv/579.htm>. Acesso em: 19.mai.2017.

BRASIL. **Portaria Interministerial nº 25, de 24 de janeiro de 2002.** Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/904396/Portaria_interministerial+25+de+24-01-2002+Publicado+no+DOU+de+24-01-2002/ecdae50f-ab31-432a-8c8f-bee133ec6914;jsessionid=C8614796CE62E62010057E54F49EAA99.srv154>. Acesso em: 28.mai.2017.

BRASIL. **Resolução Normativa ANEEL nº 234, de 31 de outubro de 2006.** Estabelece os conceitos gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos iniciais para realização do segundo ciclo de Revisão Tarifária Periódica das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2006234.pdf>>. Acesso em: 19.mai.2017.

BRASIL. **Resolução Normativa ANEEL nº 435, de 24 de maio de 2011.** Define a estrutura dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, que consolida a regulamentação acerca dos processos tarifários. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2011435.pdf>>. Acesso em: 19 mai. 2017.

BRASIL. **Resolução Normativa ANEEL nº 493, de 03 de setembro de 2002.** Estabelece metodologia e critérios gerais para definição da base de remuneração, visando à revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/res2002493.pdf>>. Acesso em: 19.mai.2017.

COPEL. **Quinto termo aditivo ao contrato de concessão de serviço público de distribuição de energia elétrica nº 46/1999-Aneel.** 2015. Disponível em: <[http://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2.nsf/arquivos/dis_quintoaditivo046/\\$FILE/Quinto_Aditivo_046_1999_COPEL.pdf](http://www.copel.com/hpcopel/root/sitearquivos2.nsf/arquivos/dis_quintoaditivo046/$FILE/Quinto_Aditivo_046_1999_COPEL.pdf)>. Acesso em: 1.abr.2017.

DI PIETRO, Maria Sylvia Zanella. **Direito administrativo. (20ª ed.).** São Paulo: Atlas, 2006.

RIGOLON, Francisco. e PICCININI, Maurício. **Mecanismos de Regulação Tarifária do Setor Elétrico: A Experiência Internacional e o Caso Brasileiro.** Revista BNDES jul.1998. p 17 e 18. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/revista/rev907.pdf>. Acesso em 30.abr.2017.

SANTOS, Paulo Eduardo Steele. **Reposicionamentos tarifários (Reajuste e Revisão).** Material utilizado na disciplina de Revisão Tarifária no MBA do Setor Elétrico – ISAE/FGV, turma MBASE 1/15, ministrada entre os dias 31/03 e 02/04/2017, Curitiba.

TERRY, Afrânio Leslie. **Monopólio natural na geração e transmissão no sistema elétrico brasileiro.** Rio de Janeiro: ILUMINA, 2003. Disponível em: <<http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/provedor/artigos/terry1.htm>>. Acesso em: 19.mai.2017.
