



**FUNDAÇÃO
UNIVERSIDADE
FEDERAL DE
MATO GROSSO DO SUL**

**FACULDADE DE ENGENHARIAS,
ARQUITETURA E URBANISMO E
GEOGRAFIA**

Engenharia Elétrica

Análise da Metodologia da Componente Q do Fator X no Incentivo à Melhoria da Qualidade da Energia

Matheus Franco de Souza

Campo Grande MS
27 de novembro de 2019



**FUNDAÇÃO
UNIVERSIDADE
FEDERAL DE
MATO GROSSO DO SUL**

**FACULDADE DE ENGENHARIAS,
ARQUITETURA E URBANISMO E
GEOGRAFIA**

Engenharia Elétrica

Análise da Metodologia da Componente Q do Fator X no Incentivo à Melhoria da Qualidade da Energia

Matheus Franco de Souza

Orientador: Dr. Cristiano Quevedo Andrea

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado à Universidade Federal de
Mato Grosso do Sul na Faculdade de
Engenharias, Arquitetura e Urbanismo e
Geografia, como requisito parcial para
obtenção do título de Engenheiro
Eletricista.

Campo Grande MS
27 de novembro de 2019

Análise da Metodologia da Componente Q do Fator X no Incentivo à Melhoria da Qualidade da Energia

Monografia apresentada à Universidade Federal de Mato Grosso do Sul na Faculdade de
Engenharias, Arquitetura e Urbanismo e Geografia, para obtenção da Graduação em
Engenharia Elétrica.

Banca Examinadora:

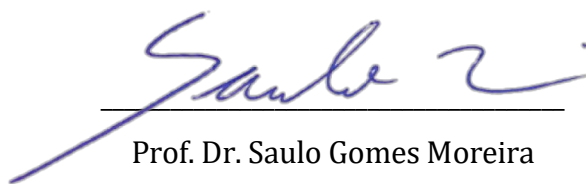


Prof. Dr. Cristiano Quevedo Andrea

Orientador



Prof. Dr. Edson Antônio Batista



Prof. Dr. Saulo Gomes Moreira

Campo Grande MS
27 de novembro de 2019

DECLARAÇÃO DE AUTORIA E RESPONSABILIDADE

Matheus Franco de Souza, residente e domiciliado na cidade de Campo Grande, Estado do Mato Grosso do Sul, portador do RG de nº 2202651-7 e CPF nº 014.792.901-65, declaro que o “Trabalho de Conclusão de Curso” apresentado, com o título “Análise da Metodologia da Componente Q do Fator X no incentivo à Melhoria da Qualidade da Energia” é de minha autoria e assumo a total responsabilidade pelo seu conteúdo e pela originalidade do texto. Declaro que identifiquei e referenciei todas as fontes e informações gerais que foram utilizadas para construção do presente texto. Declaro também que este trabalho não foi publicado, em parte, na íntegra ou conteúdo similar em outros meios de comunicação, tendo sido enviado com exclusividade para a Universidade Federal de Mato Grosso do Sul (UFMS).

Campo Grande, 27 de novembro de 2019.

Matheus Franco de Souza

*Aos meus pais, minha irmã e a Carol por todo
apoio e incentivo, todo meu carinho.*

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus por guiar meu caminho e minha vinda a Mato Grosso do Sul. Tudo nessa vida tem um propósito e sou eternamente grato por cada oportunidade.

À minha família e Carol, por todo apoio, amor e carinho que mesmo longe estiveram comigo nos momentos mais difíceis.

Ao meu Professor e orientador Dr. Cristiano Quevedo Andrea, pelo acolhimento quando cheguei em Campo Grande, pela mediação e orientação do conhecimento, pelas recomendações que nortearam este trabalho e pelos bate-papos informais e descontraídos.

À Energisa pela oportunidade de realizar o estágio supervisionado, por todo aprendizado obtido, especialmente ao Departamento de Regulação.

Aos meus amigos, companheiros nos momentos de estudo e de lazer.

A todos os professores da Faculdade de Engenharia da Universidade Federal de Mato Grosso do Sul.

RESUMO

A crescente demanda pelo fornecimento de energia elétrica de qualidade tem sido pontos de discussão no setor elétrico brasileiro. Com base nos processos regulatórios para redefinição da Tarifa de Energia Elétrica, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, promove um incentivo/penalidade na receita das distribuidoras em função da qualidade de energia aferida pelos indicadores coletivos de continuidade DEC e FEC, no qual fazem parte da componente $Q_{Técnica}$. O trabalho presente descreve a metodologia vigente da componente Q do Fator X e analisa os impactos diante do cenário de energia elétrica no Brasil. A teoria apresentada neste trabalho baseia-se nos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, leis e normativas do setor elétrico brasileiro, notas técnicas do órgão regulador e contribuições de audiência pública. Com base nas análises realizadas conclui-se que a competitividade de desempenho de DEC e FEC das distribuidoras deixe de existir para que o incentivo ou penalidade seja dependente exclusivamente da gestão da própria distribuidora e dê mais previsibilidade na receita requerida. Além disso, o atual cálculo da metodologia Q podem distorcer os indicadores da componente Q, pois não levam em consideração níveis tecnológicos das distribuidoras visto que as que possuem baixos indicadores coletivos de continuidade requerem maiores gastos para melhorá-los. Por fim, a variação do FEC deve deixar de ser contabilizada na Componente Q do Fator X visto que o atual problema no setor está em volta do DEC.

Palavras-Chave: ANEEL, DEC, FEC, indicadores, energia, incentivo, qualidade, regulação.

ABSTRACT

The growing demand for quality electricity supply has been a point of discussion in the Brazilian electricity sector. Based on the regulatory processes for the redefinition of the Electric Energy Tariff, the National Electric Energy Agency – ANEEL, promotes an incentive/penalty in the distribution companies' revenues due to the energy quality measured by the collective continuity indicators DEC and FEC, in which they make part of component $Q_{Técnica}$. Current the work describes the current methodology of Component Q of Factor X and analyzes the impact on the electric power scenario in Brazil. The theory presented in this paper is based on PRORET Regulation Procedures, Brazilian electricity sector laws and regulation, regulatory agency technical notes and public audience contributions. Based on the analyzes performed, it is concluded that the competitiveness of DEC and FEC performance of distributors ceases to exist so that the incentive of penalty is solely dependent on the management of the distributor itself and gives more predictability in the required revenue. Also, the current calculation of the Q methodology may distort the Q component indicators, as they do not take into account distributors' technological levels as them. Finally, FEC variation should no longer be accounted for in component Q as the current problem in the sector is around DEC.

Keywords: ANEEL, DEC, FEC, indicators, energy, incentive, quality, regulation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1	Papel do Regulador.....	14
Figura 2.1	Etapas do órgão regulador.....	19
Figura 3.1	Processo de Redefinição da Tarifa.	31
Figura 6.1	Medição da componente de Qualidade DEC ou FEC.....	40

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1	Classificação DEC e FEC Total.	34
Tabela 4.2	Indicadores Comerciais.	35
Tabela 6.1	Classificação de Distribuidoras em relação ao Padrão DEC.	39
Tabela 6.2	Subdivisão da colocação das distribuidoras.	39
Tabela 6.3	Equações e parâmetros para as classes dos indicadores DEC e FEC.	41
Tabela 6.4	Indicador DEC Concessionárias – Brasil.	43
Tabela 6.5	Indicador FEC Concessionárias – Brasil.	43
Tabela 6.6	Incentivos para algumas distribuidoras.	45

LISTA DE SIGLAS

1CRTP	Primeiro Ciclo de Revisão Tarifária
2CRTP	Segundo Ciclo de Revisão Tarifária
3CRTP	Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária
4CRTP	Quarto Ciclo de Revisão Tarifária
5CRTP	Quinto Ciclo de Revisão Tarifária
ABRADEE	Associação de Distribuidores de Energia Elétrica
AIS	Ativo Imobilizado em Serviço
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AP	Audiência Pública
BRR	Base de Remuneração Regulatória
CAA	Custo Anual dos Ativos
CAIMI	Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CFURH	Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos
CO	Custo de Operação
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
DRA	Data de Referência Anterior
DRP	Data de Referência em Processamento
ESS	Encargo de Serviços e Sistemas
ERR	Encargo de Energia Reserva
EUSD	Encargo Sobre o Uso do Sistema de Distribuição
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
FER	Frequência Equivalente de Reclamação
IAb	Indicador de Abandono do Atendimento Telefônico
IASC	Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor
ICO	Indicador de Chamadas Ocupadas do Atendimento Telefônico
INS	Índice de Nível de Serviço do Atendimento Telefônico

IRT	Índice de Reposicionamento Tarifário
OE	Obrigações Especiais
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PROINFA	Programa Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PRORET	Procedimento de Regulação Tarifária
QRR	Quota de Reintegração Regulatória
RC	Remuneração de Capital
RI	Receita Irrecuperável
SIN	Sistema Interligado Nacional
RGR	Reserva Global de Reversão
RTA	Reajuste Tarifário Anual
RTP	Revisão Tarifária Periódica
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i>

SUMÁRIO

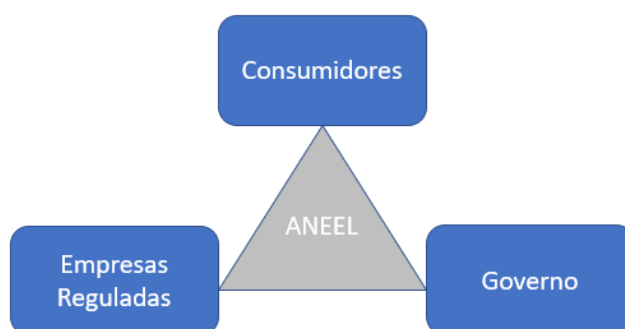
1.	Introdução	14
1.1.	Justificativa	16
1.2.	Objetivos	17
1.2.1.	Objetivo Geral.....	17
1.2.2.	Objetivos Específicos.....	17
1.3.	Organização do Trabalho.....	17
2.	Composição da Tarifa	19
2.1.	Parcela A.....	20
2.1.1.	Compra de Energia	20
2.1.2.	Custos com Transporte de Energia	21
2.1.3.	Encargos Setoriais.....	22
2.2.	Parcela B	23
2.2.1.	Custos com Administração, Operação e Manutenção (CAOM)	23
2.2.2.	Custo Anual dos Ativos (CAA)	24
2.2.3.	Base de Remuneração Regulatória.....	25
3.	Definição da Tarifa	28
3.1.	Reajuste Tarifário Anual.....	28
3.2.	Revisão Tarifária Periódica	29
4.	Componente Q do Fator X.....	32
4.1.	Indicadores de Continuidade.....	32
4.2.	Indicadores da Componente Q	35
5.	Metodologia	37
6.	Análises.....	38
6.1.	Análise da Metodologia do Fator Q	38
6.2.	Impactos derivado da Componente Q	42
7.	Considerações Finais	46
8.	Referências	48

1. INTRODUÇÃO

Ao longo dos anos o setor elétrico brasileiro vem sofrendo alterações significativas. Uma dessas alterações foi a desverticalização do setor elétrico, no qual o mesmo passou a ser classificado em 4 ramos, sendo: geração, transmissão, distribuição e comercialização. Dentro dessas divisões, os ramos de geração e comercialização são ambientes que estão sujeitos ao mercado de negociação de energia. A transmissão e distribuição, por serem considerados monopólios, são setores que necessitam serem regulados pelo agente regulador, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL [1].

Na Figura 1.1 é ilustrado o cenário do setor elétrico brasileiro.

Figura 1.1 Papel do Regulador.



Fonte: Adaptado de [2].

Cada um desses grupos mostrados na Figura 1.1 representa um papel importante. O papel do regulador – ANEEL é garantir aos consumidores os direitos, qualidade do serviço prestados e preços de tarifas razoáveis e justas. A ANEEL foi criada em 2 de dezembro de 1997 com o intuito de regular e fiscalizar o setor elétrico. Perante às concessionárias de energia, a ANEEL garante através da tarifa a remuneração adequada pelos investimentos prudentes realizados pelas distribuidoras, obtendo um equilíbrio nas relações entre consumidores e acionistas e consequentemente atraindo novos investimentos e garantindo a continuidade do serviço [3].

O governo tem como função institucionalizar as políticas públicas importantes para a sociedade no âmbito econômico e social tendo a necessidade de corrigir falhas do mercado, essencialmente no Sistema de Distribuição de Energia. As Distribuidoras de Energia Elétrica,

através do Sistema de Distribuição de Energia tem como incumbência, distribuir a energia elétrica até os consumidores finais, ou seja, interligar as gerações de energia, vias transmissoras até os consumidores [3].

A tarifa de energia elétrica, é o meio pelo qual a ANEEL garante às distribuidoras a receita adequada e suficiente para cobrir os custos operacionais e remunerar investimentos para dar continuidade no atendimento de qualidade. Neste contexto, os indicadores coletivos de continuidade são utilizados pela ANEEL para medir o quão eficaz está sendo entregue a energia elétrica aos consumidores. Dessa forma, o órgão regulador, através da componente Q do Fator X, preveem nas tarifas, um incentivo a melhoria da qualidade de energia entregue aos consumidores finais.

Em [4], observa-se um trabalho abordando a avaliação de indicadores de continuidade e seu impacto no planejamento de sistemas de distribuição. As análises de confiabilidade têm sido intensificadas ao longo das últimas décadas sendo capaz de prever a confiabilidade do fornecimento ainda na etapa de planejamento de obras.

A pesquisa descrita em [5], analisa-se uma nova alternativa de incentivo à melhoria na continuidade do fornecimento, propondo a utilização do Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor – IASC como bonificação através da redução das compensações paga aos consumidores.

Ainda pode-se observar em [6] um estudo que trata das interrupções no fornecimento de energia elétrica, no qual constata-se que estes eventos não são frequentes, e que aproximadamente 70% das empresas afetadas possuem prejuízos grandiosos. O estudo se baseou em 5 companhias de distribuição de energia elétrica e que pôde analisar que as compensações aos consumidores, muitas vezes, estão longe do real impacto causado pelas interrupções, principalmente aos consumidores industriais.

A lei nº 9.427/1996, define dois processos regulatórios para a definição da Tarifa, sendo o Reajuste Tarifário Anual (RTA) e a Revisão Tarifária Periódica (RTP). A RTP das Distribuidoras de Energia é realizada a cada 4 ou 5 anos dependendo do contrato de concessão de cada empresa. A RTP, segundo a ANEEL, é definida por ciclos. O primeiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (1CRTP), ocorreu entre 2003 e 2006, o 2CRTP ocorreu entre 2007

e 2009, o 3CRTP ocorreu entre 2011 e 2014 e o 4CRTP ocorreu entre 2015 e 2018 e atualmente as distribuidoras do Brasil estão no 5CRTP.

No setor elétrico, os pilares da normativa tarifária são os Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET. Tais normas, consolidam as principais informações sobre os procedimentos tarifários. A estrutura do PRORET foi aprovada pela Resolução Normativa nº 435/2011, divididos atualmente em doze módulos sendo estes subdivididos em submódulos.

A presente pesquisa transcorre em torno da metodologia da componente $Q_{Técnica}$ do Fator X, trazendo uma análise da metodologia do cálculo realizado pela ANEEL assim como os impactos.

1.1. JUSTIFICATIVA

A escolha do tema se deve à familiaridade com os processos regulatórios do setor elétrico durante o Estágio Obrigatório, disciplina ofertada pela Universidade Federal do Mato Grosso do Sul – UFMS. O estágio ocorreu na Distribuidora Energisa Mato Grosso do Sul, no Departamento de Regulação. O departamento de Regulação é dividido em 3 Gerências, sendo a Gerência de Gestão de Ativos onde foi realizado o estágio no período de setembro de 2018 até novembro de 2019.

A Diretoria de Regulação estuda regras e normas do mercado regulado e possibilita uma visão do andamento da empresa, bem como identifica possíveis problemas que podem ser mitigados na revisão tarifária periódica. O estudo do regulamento também traz informações que auxiliam em tomadas de decisão.

Surgiu-se o interesse de realizar um estudo da composição geral da definição da tarifa, a qual é calculado nas revisões tarifárias periódicas e nos reajustes tarifários anuais, regulamentadas pela ANEEL, assim como o mecanismo da componente Q do Fator X.

Apesar de ser um tema não abordado no Curso de Graduação de Engenharia Elétrica na UFMS, é de grande importância para profissional da área conhecer a origem da tarifa e as ramificações. Além disso, compreender as principais normativas que regem a definição da

tarifa se faz necessário para um debate com a sociedade e com os órgãos reguladores com o intuito de promover incentivo às ideias de possíveis melhorias no setor por meio de audiências públicas.

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. Objetivo Geral

Descrever a metodologia do cálculo vigente da componente $Q_{Técnica}$ do Fator X e posteriormente analisar os impactos.

1.2.2. Objetivos Específicos

- Apresentar a composição da receita requerida das distribuidoras;
- Compreender os processos de revisão e reajuste tarifário;
- Transcrever a composição da Componente Q.

1.3. ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Nesta seção descreve-se a divisão dos capítulos contidos neste trabalho, os quais são divididos em 7 capítulos conforme descritos a seguir.

O Capítulo 1 apresenta-se o contexto do assunto, o objetivo e a justificativa para o desenvolvimento do trabalho e sua organização.

O Capítulo 2 apresenta-se a composição da receita requerida das distribuidoras bem as diferenças entre as Parcelas A e B e suas respectivas subdivisões.

O Capítulo 3 aborda sobre os processos de redefinição da tarifa de energia elétrica, sendo o Reajuste Tarifário Anual, as Revisões Tarifárias Periódicas e o Fator X.

O Capítulo 4 apresenta a composição dos indicadores da Componente Q do Fator X na qual será analisado estes indicadores a nível Brasil.

O Capítulo 5 descreve a metodologia que foi utilizada para realizar as análises

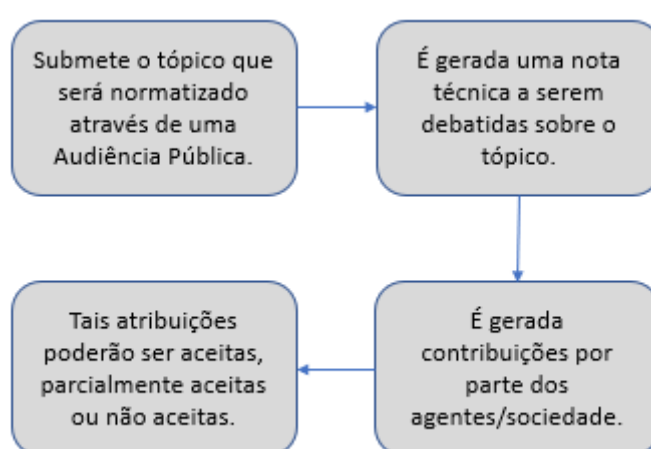
O Capítulo 6 apresenta a atual metodologia do cálculo da componente Q e posteriormente é feita as análises dos impactos.

O Capítulo 7 apresenta as principais conclusões acerca das análises realizadas.

2. COMPOSIÇÃO DA TARIFA

A fim de exercer suas atividades de fiscalização e regulação, sobre os ambientes de geração, comercialização, transmissão e distribuição, a ANEEL utiliza mecanismos que tem se mostrado bastante efetivos, sendo um deles ilustrado na Figura 2.1 [3].

Figura 2.1 Etapas do órgão regulador.



Fonte: Adaptado de [3].

Na realização desse percurso, a ANEEL utiliza das resoluções denominadas Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, a quais são pilares da regulamentação das regras para o ambiente de Distribuição de Energia Elétrica.

Para entender o mecanismo da formação da tarifa é necessário antes compreender a formação da receita requerida das concessionárias. A receita requerida representa a receita compatível com a cobertura dos custos operacionais eficientes, visando obter um retorno justo sobre o capital investido pelos acionistas [7]. A receita requerida é distinta em duas parcelas: Parcela A e a Parcela B, conforme (2.1).

$$\text{Receita Requerida} = VPA + VPB, \quad (2.1)$$

sendo:

VPA: Valor da Parcela A;

VPB: Valor da Parcela B.

Os custos não gerenciáveis correspondentes às atividades de transmissão e geração de energia, incluindo encargos setoriais, são denominados de Parcela A. Já os custos que estão sob responsabilidade de gestão da concessionária são denominados de Parcela B que por sua vez, incorporam os custos operacionais e remuneração dos investimentos prudentes [8].

2.1. PARCELA A

O valor da Parcela A representa os gastos relacionados às atividades de transmissão, geração de energia elétrica e encargos setoriais previstos na legislação. Tais custos não fazem parte da gestão da Distribuidora [7].

O valor da Parcela A é representada em (2.2).

$$VPA = CE + CT + ES, \quad (2.2)$$

sendo:

CE: Compra de energia;

CT: Custos com transporte de energia;

ES: Encargos setoriais.

A seguir, serão abordadas as subdivisões da composição da Parcela A.

2.1.1. *Compra de Energia*

De acordo com [9], o decreto nº 7.805/2004, regulamenta a obrigatoriedade da comercialização de energia elétrica para 100% de seus mercados de energia e potência por meio de contratos registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

As principais modalidades disponíveis de aquisição de energia elétrica para o atendimento do mercado são descritas a seguir [10].

Cota de Itaipu Binacional: energia referente à comercialização por Itaipu Binacional. As concessionárias de distribuição situadas nas Regiões Centro-Oeste, Sudeste e Sul possuem

a obrigatoriedade de adquirirem a cota mínima de energia elétrica gerada por Itaipu, sendo a cota mínima regulamentada pela ANEEL.

Contratos Bilaterais: contratos de livre negociação entre os agentes de acordo com a lei nº 10.848 de 2004, para atendimento do Sistema Interligado Nacional - SIN.

Contrato Angra I e II: trata-se da energia comercializada pelas centrais de geração Angra I e II com as distribuidoras de energia elétrica. Conforme a Lei nº 12.111 de 2009, as distribuidoras que atuam no SIN, possuem a obrigatoriedade de adquirirem a cota mínima de energia elétrica gerada por Angra I e II.

Contratos de Leilões: compra de energia elétrica, provinda dos leilões públicos.

Geração Própria: sancionada pela lei nº 9.074/1995, refere-se à energia gerada pela própria distribuidora com mercado inferior a 500GWh/ano e aquelas que atendem os sistemas isolados.

Geração Distribuída: refere-se a energia produzida provinda diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador.

2.1.2. Custos com Transporte de Energia

Os custos com transmissão de energia elétrica representam os custos destinados exclusivamente pelo transporte de energia das unidades geradoras até o sistema de distribuição da rede básica das distribuidoras [11].

É garantido às distribuidoras de energia elétrica livre acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição com vistas à manutenção das garantias de transporte de energia elétrica. A garantia das transmissoras é através do ressarcimento do custo do transporte envolvido, calculado com base nas normativas fixadas pelo poder concedente, garantindo que o uso e a conexão aos sistemas de transmissão e distribuição de energia cumpram com a sua proposta especificada [11].

Cabe à ANEEL regulamentar e calcular os custos destinados ao transporte de energia até as redes básicas da concessionária. A ANEEL utiliza do PRORET 3.3 como metodologia para cálculo no âmbito da transmissão de energia elétrica.

2.1.3. Encargos Setoriais

Os encargos setoriais são tributos nos quais as distribuidoras de energia elétrica possuem a função de arrecadar. Além de não serem gerenciáveis, tais encargos, são destinados ao próprio setor de energia elétrica, mas que estes, não possuem vínculo com os gastos com de operação e manutenção do sistema elétrico [12].

De acordo com [10] os encargos setoriais provindos da Parcela A são:

Conta de Desenvolvimento Energético - CDE: sancionada pela lei nº 10.438/2002. É um fundo setorial com o objetivo de custear diversas políticas públicas do setor elétrico como por exemplo: descontos tarifários a diversos usuários do serviço (baixa renda, rural, etc.), promover competitividade da geração de energia a partir de fonte carvão mineral nacional, entre outros.

Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA: sancionado pela lei nº 10.438/2002, é um programa com objetivo de desenvolver a participação e a competitividade das fontes de energia renováveis.

Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH: sancionada pela lei nº 7.990/1989, que instituiu, a compensação financeira para os agentes que exploram petróleo ou gás natural, de recursos hídricos com o objetivo de gerar energia elétrica.

Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE: sancionada pela lei nº 9.427/1996 tem como finalidade constituir a receita para destinar à cobertura dos gastos das atividades do órgão regulador. A metodologia do cálculo da TFSEE é detalhada no submódulo 5.5 do PRORET.

Encargo de Serviços do Sistema – ESS: submetido pelo decreto nº 5.163/2004, o encargo tem por função custear capital para a cobertura dos gastos dos serviços do SIN.

Encargo de Energia de Reserva – EER: submetido pelo decreto nº 6.353/2008, o encargo tem por função constituir capital para a cobertura dos custos da contratação de energia de reserva a fim de aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica no SIN.

Pesquisa & Desenvolvimento – P&D: sancionado pela lei nº 9.991/2010, o encargo refere-se à Pesquisa e Desenvolvimento do Programa de Eficiência Energética (PEE). Dessa forma, as distribuidoras de energia elétrica, possuem a obrigatoriedade de aplicar anualmente, parte da receita operacional líquida para fins de pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico.

2.2. PARCELA B

A Parcela B é o montante em que a distribuidora possui total gestão e responsabilidade sendo calculada no processo de Revisão Tarifária Periódica. A Parcela B é composta dos Custos Operacionais (CO), Quota de Reintegração Regulatória (QRR) e Remuneração do Capital (RC). Através de uma boa gestão da Parcela B é que a distribuidora afere e maximiza o lucro de sua atividade [3].

2.2.1. Custos com Administração, Operação e Manutenção (CAOM)

Em [7], os custos com administração, operação e manutenção são representados pelas seguintes parcelas de acordo (2.3).

$$CAOM = CO + RI, \quad (2.3)$$

sendo:

CO: Custo Operacional;

RI: Receitas Irrecuperáveis.

Custos Operacionais – CO: ou OPEX (do inglês – *Operational Expenditure*), são os custos das atividades destinadas à prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica como por exemplo: gastos com equipe, administração, operação, materiais, serviços contratados de terceiros, seguros entre outros. A forma de remuneração destes gastos é fixada

pela ANEEL através de um estudo feito pela reguladora em que considera a estrutura de custos de todas as distribuidoras do Brasil fixando um *benchmarking* no setor. Assim, busca-se obter os níveis eficientes dos custos com operação, a fim de tornar o setor mais produtivo [3]. Além disso, é utilizado o indicador coletivo de continuidade DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) como dado de entrada para o cálculo dos níveis eficientes dos custos operacionais.

Receitas Irrecuperáveis – RI: é a receita total faturada pela empresa que possui baixo índice de arrecadação por função da inadimplência [13].

2.2.2. Custo Anual dos Ativos (CAA)

O custo anual dos ativos é dado por [7] de acordo (2.4).

$$CAA = RC + QRR + CAIMI, \quad (2.4)$$

sendo:

RC: Remuneração do Capital;

QRR: Quota de Reintegração Regulatória;

CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis.

Remuneração do Capital – RC: possui como função remunerar a distribuidora pelos investimentos prudentes que foram realizados na distribuição de energia elétrica.

Quota de Reintegração Regulatória – QRR: consiste no valor do capital investido que irá ser recomposto devido a taxa de depreciação do ativo.

Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis – CAIMI: consiste nos investimentos de curto prazo de recuperação, como por exemplo, hardware, veículos, e toda infraestrutura de edifícios de uso administrativo.

2.2.3. Base de Remuneração Regulatória

A remuneração do capital, e a quota de reintegração regulatória são remunerações que possuem a Base de Remuneração Regulatória (BRR) como fonte principal como mostra (2.5) e (2.6).

$$RC = (BRRl - RGR) * r_{WACC} + RGR * r_{rgr} + OE, \quad (2.5)$$

sendo:

BRRl: Base de Remuneração Líquida;

RGR: Saldo devedor da Reserva Global de Reversão;

r_{WACC} : Custo Médio Ponderado de Capital Real Antes dos Impostos;

r_{rgr} : Custo de Capital da RGR, ponderado por destinação;

OE: Remuneração sobre os investimentos realizados com recursos de Obrigações Especiais.

Para o cálculo da remuneração do capital, a ANEEL utiliza a metodologia do WACC (*Weighted Average Cost of Capital*), ou do português, Custo Médio Ponderado do Capital. Essa metodologia é utilizada também por outras agências reguladoras de outros países, como por exemplo, Argentina, Chile, Inglaterra, Espanha e Estados Unidos. Estimar o WACC é responsabilidade essencial do órgão regulador e uma das etapas mais importantes no processo de RTP. Sobre-estimar o WACC propicia lucros anormais às distribuidoras, levando a remuneração dos investimentos fora do real cenário da empresa. Por outro lado, a situação inversa, impede a atratividade e a expansão do serviço de distribuição e a limitação do crescimento [8].

O saldo devedor de Reserva Global de Reversão – RGR é um encargo sob responsabilidade a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Este encargo é pago pelas concessionárias de transmissão, geração e distribuição de energia e visa financiar projetos de melhoria e expansão para empresas do setor energético [14].

Em [7], a fim de recompor os custos dos ativos que estão em serviço, a QRR considera a depreciação e a amortização dos investimentos realizados, de acordo (2.6).

$$QRR = BRRb * \delta, \quad (2.6)$$

sendo:

BRRb: Base de Remuneração Bruta;

δ : Taxa média de depreciações das instalações.

A taxa média de depreciação é definida pelo Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, criado em 2009 através da resolução normativa nº 367/2009.

Os investimentos realizados pela empresa são avaliados nas Revisões Tarifárias Periódicas. Aqueles investimentos prudentes, ou seja, que não foram glosados, integram a BRR [15]. A definição de Base de Remuneração Regulatória, segundo a ANEEL, são os investimentos sobre os quais os investidores podem aferir uma determinada taxa de retorno, ou seja, o valor do empreendimento a ser remunerado [16].

De acordo com o submódulo 2.3 do PRORET, a base de remuneração regulatória é composta dos seguintes itens:

- I. Ativo Imobilizado em Serviço (AIS):
 - a. Terrenos – Distribuição, Geração;
 - b. Reservatórios, Barragens e Adutoras;
 - c. Edificações, Obras Civas e Benfeitorias – Distribuição, Geração;
 - d. Máquinas e Equipamentos – Distribuição, Geração.
- II. Intangível, considerando a conta de Servidões;
- III. Almoxarifado e Operação;
- IV. Obrigações Especiais.

Visto a composição da BRR, o montante que possui maior valor financeiro são os Ativos Imobilizados em Serviço – AIS de máquinas e equipamentos de distribuição como por

exemplo: transformadores em geral, medidores, postes, chaves fusíveis, para-raios, condutores entre outros.

Os processos descritos permitem às distribuidoras estarem expandindo e realizando manutenções continuamente no sistema de distribuição de forma prudente, preservando a qualidade do serviço do serviço de distribuição de energia elétrica.

3. DEFINIÇÃO DA TARIFA

Compreendido a composição da receita requerida das distribuidoras de energia elétrica, a ANEEL regulamenta, com o intuito de obter uma tarifa justa, dois processos de reposicionamento da tarifa, sendo eles o Reajuste Tarifário Anual – RTA e a Revisão Tarifária Periódica – RTP.

Os processos de redefinição da tarifa são regulamentados pelo PRORET. O módulo 2 é tratado sobre a normativa da RTP e o módulo 3 trata-se do RTA das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

3.1. REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

O processo do RTA é realizado anualmente e tem por objetivo restabelecer o poder de compra da receita da distribuidora de energia elétrica, ou seja, atualizar os custos não gerenciáveis que a distribuidora teve entre um ano e outro. Tal processo é importante para manter o equilíbrio econômico entre os processos de RTP da concessionária [17].

Em [17], o reajuste das tarifas econômicas é calculado mediante a aplicação sobre as tarifas homologadas na Data de Referência Anterior – DRA, utilizando como referência a data do Índice de Reajuste Tarifário – IRT, como estabelecido nos contratos de permissão. O cálculo do IRT é mostrado em (3.1).

$$IRT = \frac{VPA_1 + VPB_0 \cdot (IVI - X)}{RA}, \quad (3.1)$$

sendo:

VPA_1 : Valor da Parcela A na Data do Reajuste em Processamento – DRP;

VPB_0 : Valor da Parcela B na DRA;

IVI : Índice de variação da inflação (IGP-M);

X : Fator X;

RA: Receita Anual na DRA.

A receita anual, ou receita de referência, é também denominada em [17] como a receita anual de fornecimento, suprimento, consumo de energia elétrica e uso dos sistemas de distribuição, calculada com base nas tarifas econômicas homologadas na DRA.

No Reajuste Tarifário, a ANEEL utiliza do fornecimento por parte das distribuidoras, os contratos de compra de energia, custos com transmissão de energia e gastos com encargos setoriais para estimar o valor da Parcela A das mesmas nos doze meses seguintes, ou seja, nos meses do reajuste vigente - DRP. No término dos 12 meses, as distribuidoras possuem a receita anual, a qual é a receita que representa as variações reais do mercado de energia. A receita de referência é a receita que será usada como base para verificar o quão próximo foi o reajuste. Nos casos em que houver tarifa superestimada o valor é descontado no próximo reajuste tarifário. No caso em que as distribuidoras não conseguirem recuperar a sua receita é adicionado o valor a ser recuperado na próxima tarifa

3.2. REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

O processo de RTP é mais completo comparado com o RTA e por isso mais complexo de ser calculado. De acordo com os contratos de concessões de cada distribuidora, o processo ocorre a cada quatro ou cinco anos. O objetivo da RTP é recalculer o custo da Parcela B, em outras palavras, obter o reposicionamento da tarifa após uma fiscalização por parte da ANEEL dos custos eficientes (CO) e a remuneração do capital (RC) [18].

No ano em que há a RTP, não é realizado o processo de RTA, pois além de calcular a parcela B da concessionária, são incorporados os procedimentos do cálculo da RTA na RTP. Além do reposicionamento do valor da Parcela B entre os ciclos de revisão tarifária, é calculado o Fator X no processo da RTP. De acordo em [19], o Fator X tem por objetivo principal garantir que o equilíbrio estabelecido na RTP entre as receitas e despesas seja mantido nos próximos reposicionamentos tarifários subsequentes. A ANEEL define o Fator X como um mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade técnica e comercial dos serviços prestados ao consumidor.

Em [19] calcula-se o Fator X conforme (3.2).

$$\text{Fator } X = Pd + T + Q, \quad (3.2)$$

sendo:

Pd: Ganhos de Produtividade;

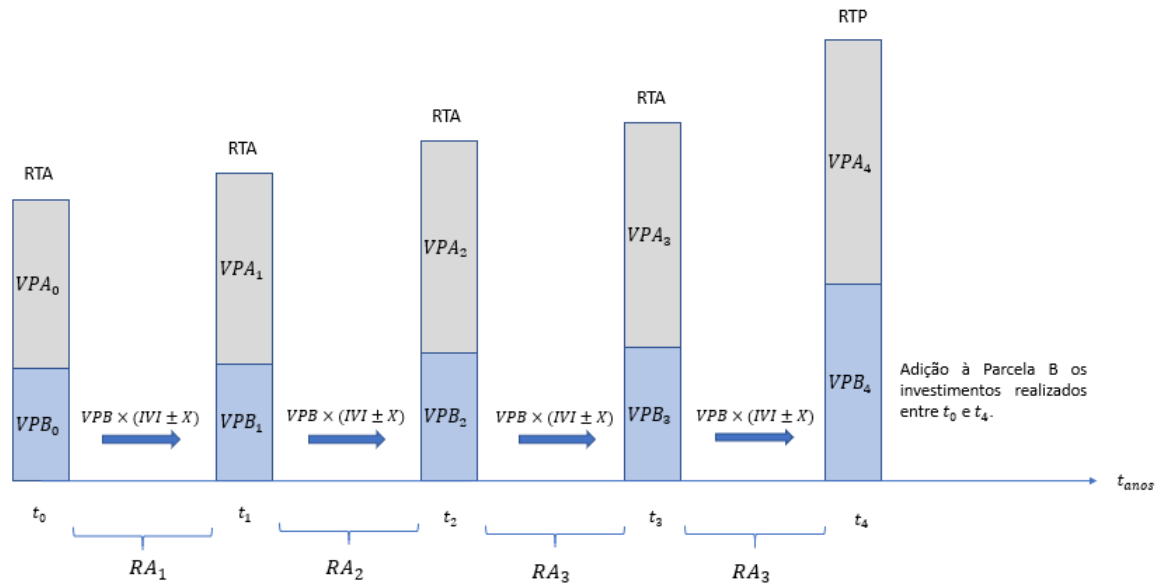
T: Trajetória dos custos operacionais regulatórios;

Q: Qualidade do serviço técnico-comercial.

Os Ganhos de Produtividade – Pd constituem da relação entre o crescimento do mercado de consumo de energia elétrica e dos custos operacionais associados à atividade de distribuição de energia elétrica [18].

A trajetória dos custos operacionais regulatórios define ao longo dos anos uma direção dos custos operacionais regulatórios, ou seja, trata-se de um cálculo que visa ajustar as metodologias devido as transições diferentes definições dos custos operacionais ao longo do ciclo [18].

Já a componente Q do Fator X, foco da pesquisa, consiste em um conjunto de indicadores de qualidade técnico e comercial que tem por finalidade incentivar a melhoria do serviço prestado. Na Figura 3.1 é ilustrado simplificadaamente os processos regulatórios para a redefinição da tarifa.

 Figura 3.1 Processo de Redefinição da Tarifa.


Fonte: Autor, 2019.

Assim, entre os reajustes tarifários, a Parcela A é calculada e repassada ao consumidor integralmente, enquanto que a parcela B é ajustada e somente na RTP a Parcela B é recalculada considerando todos os investimentos realizados desde t_0 até t_4 .

4. COMPONENTE Q DO FATOR X

A componente Q do Fator X, é correspondida por 70% dos indicadores coletivos de Continuidade DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) que estes por sua vez, são oriundos dos indicadores individuais de continuidade. Os 30% restantes da componente Q constituem de indicadores comerciais.

4.1. INDICADORES DE CONTINUIDADE

As ocorrências de faltas que são registradas, são aquelas que duram 3 minutos ou mais. Estes indicadores, são aferidos pela distribuidora mensalmente, trimestralmente e anualmente e entregue para o órgão regulador para a fiscalização dos dados. De acordo com [20], deverão ser apurados para todas as unidades consumidoras os seguintes indicadores:

- a) Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC):

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i), \quad (4.1)$$

sendo,

$t(i)$ = tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora no período de apuração;

i = índice de interrupções da unidade consumidora no período de apuração, variando de 1 a n ;

- b) Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (FIC):

$$FIC = n, \quad (4.2)$$

sendo:

n = número de interrupções da unidade consumidora considerando o período de apuração;

c) Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora (DMIC):

$$DMIC = i(t) \max, \quad (4.3)$$

sendo:

$t(i) \max$ = valor correspondente ao tempo de máxima duração de interrupção contínua (i), no período de apuração, expresso em horas ou centésimos de horas.

d) Duração da Interrupção Individual ocorrida em Dia Crítico por Unidade Consumidora (DICRI):

$$DICRI = t_{crítico}, \quad (4.4)$$

sendo:

$t_{crítico}$ = duração da interrupção ocorrida em dia crítico;

Entende-se como dia crítico, no qual a quantidade de ocorrências emergenciais de um determinado conjunto, supera a média acrescida de três desvios padrões dos valores diários [20].

Em [20], a ANEEL, por meio dos indicadores individuais de continuidade, obtém os indicadores coletivos de continuidade globais, que são o DEC e FEC, de acordo com (4.5) e (4.6).

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} DIC(i)}{Cc}, \quad (4.5)$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} FIC(i)}{Cc}, \quad (4.6)$$

sendo:

i = índice de unidades consumidoras atendidas em Baixa Tensão ou Média Tensão faturadas do conjunto;

C_c = número total de unidade consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em baixa tensão ou média tensão;

Ainda, os indicadores de continuidade DEC e FEC podem ser classificados como internos e externos. São classificados como internos, aquelas ocorrências devido a interrupções de origem interna ao sistema de distribuição da concessionária. Já os externos, são devidas as interrupções de origem externa ao sistema de distribuição da empresa [20].

Na Tabela 4.1 é descrito a divisão do DEC e FEC.

Tabela 4.1 Classificação DEC e FEC Total.

DEC Total ou FEC Total	Externo	DEC_{xp} ou FEC_{xp}
		DEC_{xn} ou FEC_{xn}
	Interno	DEC_{IP} ou FEC_{IP}
		DEC_{IND} ou FEC_{IND}

Fonte: Adaptado de [20].

Na tabela 4.1 observa-se as seguintes nomenclaturas, conforme descrito a seguir:

DEC_{xp} ou FEC_{xp} : são as interrupções de origem externa ao sistema de distribuição e programada, não ocorrida em dia crítico;

DEC_{xn} e FEC_{xn} : interrupções de origem externa ao sistema de distribuição e não programada, não ocorrida em dia crítico;

DEC_{IP} ou FEC_{IP} : interrupções de origem interna ao sistema de distribuição e programada, não ocorrida em dia crítico;

DEC_{IND} ou FEC_{IND} : interrupções de origem interna ao sistema de distribuição não programada e não expurgável.

Em [20], os conjuntos individuais que não atenderem os respectivos limites estabelecidos pela agência reguladora, estão sujeitos a pagar compensações aos consumidores afetados pela interrupção. As compensações são realizadas de acordo com o Encargo Sobre o Uso do Sistema de Distribuição – EUSD. De maneira simplificada, a compensação a ser feita pelas distribuidoras aos consumidores afetados, depende da quantidade de horas ultrapassadas em relação ao limite, e ao porte do consumidor.

4.2. INDICADORES DA COMPONENTE Q

De acordo com [19], a componente Q do Fator X é dividido em 2 grupos de indicadores responsáveis por aferir o indicador de qualidade – Q, sendo eles indicadores técnicos e indicadores comerciais. A metodologia vigente do PRORET Submódulo 2.5, define ainda, pesos diferentes dos indicadores técnicos-comerciais de acordo com (4.7).

$$Q = 0,70 Q_{Técnico} + 0,30 Q_{Comercial}. \quad (4.7)$$

A parcela $Q_{Técnico}$ é representada pelos indicadores coletivos de continuidade, sendo eles o DEC e FEC. Já os a parcela $Q_{Comercial}$ é representada por 5 indicadores comerciais, de acordo com a Tabela 4.2 [19].

Tabela 4.2 Indicadores Comerciais.

Comerciais	
Indicador	Sigla
Frequência Equivalente de Reclamação	FER
Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor	IASC
Índice de Nível de Serviço do Atendimento Telefônico	INS
Indicador de Abandono do Atendimento Telefônico	IAb
Indicador de Chamadas Ocupadas do Atendimento Telefônico	ICO

Fonte: Adaptado de [19].

O indicador FER representa a frequência equivalente de reclamações a cada mil unidades consumidoras e são aplicados em todas as distribuidoras de acordo com a regulamentação REN nº 574/2012.

O indicador IASC é resultado da pesquisa de avaliação, feita pela ANEEL, do grau de satisfação do consumidor residencial com os serviços prestados pela distribuidora com aplicação à todas as distribuidoras.

A resolução REN nº 414/2010 regulamenta os indicadores comerciais INS, IAb e ICO. Em que, o INS é a relação das chamadas atendidas pelas chamadas recebidas menos abandonadas, o IAb é a relação das chamadas abandonadas sobre recebidas menos abandonadas e o ICO é a relação das chamadas ocupadas sobre oferecidas.

Para a aplicação da metodologia, o órgão regulador realiza a divisão das concessionárias de acordo com os respectivos portes. Logo, as concessionárias de maiores portes terão os desempenhos comparadas entre si. O mesmo acontece para as distribuidoras de pequeno porte.

Assim, para as distribuidoras que possuem mais que 60 mil unidades consumidoras (maior porte), a resultante do indicador Q é descrito em (4.8). Já para as Distribuidoras de pequeno porte, ou seja, que possuem menos de 60 mil unidades consumidoras é descrito em (4.9).

$$Q = 0,5. Q_{DEC} + 0,2. Q_{FEC} + 0,1. Q_{IASC} + 0,1. Q_{FER} + 0,04. Q_{INS} + 0,03. Q_{IAb} + 0,03. Q_{ICO}, \quad (4.8)$$

$$Q = 0,5. Q_{DEC} + 0,2. Q_{FEC} + 0,15. Q_{FER} + 0,15. Q_{IASC}, \quad (4.9)$$

Após apresentar os indicadores que resultam a componente Q do Fator X, será descrita a metodologia da ANEEL para aferição dos indicadores técnicos da componente Q conforme o PRORET submódulo 2.5.

5. METODOLOGIA

Entende-se que a Pesquisa é o estudo sistemático direcionado ao conhecimento científico do objeto estudado permitindo ampliar o conhecimento estabelecido para novos conhecimentos. As Diretrizes Curriculares Nacionais do Curso de Graduação em Engenharia [21] indicam que, entre muitos outros objetivos, a formação técnico-científica nos cursos de graduação proporcionando a capacidade de avaliar a viabilidade econômica de projetos e cálculos de engenharia; e assumir a postura de permanente busca de atualização profissional.

Pode-se entender a pesquisa quantitativa como o esclarecimento de fenômenos por meio da coleta de dados numéricos que serão analisados através de métodos matemáticos [22].

Para atingir os objetivos do trabalho, a pesquisa quantitativa aqui apresentada foi realizada de acordo com as seguintes etapas:

Etapa 1: realizada a pesquisa de revisão bibliográfica procurando autores que já descreveram sobre o tema abordado bem como pesquisa em normas do órgão regulador.

Etapa 2: através do PRORET Submódulo 2.5, foi descrito didaticamente a composição e a metodologia do cálculo da componente $Q_{Técnica}$.

Etapa 3: foi realizado o levantamento de dados em termos de quantidade e números dos indicadores DEC e FEC Brasil analisando a trajetória dos mesmos em relação à data da metodologia do cálculo da componente Q vigente.

Etapa 4: foi pesquisado e analisado as contribuições enviadas e debatidas na Audiência Pública 046/2018 e na nota técnica 0069/2018 para escrever-se as análises finais.

6. ANÁLISES

Neste capítulo realizou-se a análise da metodologia do cálculo dos indicadores técnicos da componente Q e posteriormente a análise dos impactos no âmbito econômico para a distribuidora e à qualidade de energia elétrica no Brasil.

6.1. ANÁLISE DA METODOLOGIA DO FATOR Q

A ANEEL, desde 2015, através do submódulo 2.5 do PRORET, regulamenta o processo para aferir os indicadores técnicos e comerciais da componente Q do Fator X. Para isso, o processo para calcular o Q_{DEC} e Q_{FEC} pode ser dividido em três etapas descritas a seguir.

A primeira etapa consiste na divisão das concessionárias que atendem o padrão, e as concessionárias que não atendem o padrão. O padrão estabelecido em [19] é definido em (6.1) e (6.2).

$$Padrão_{DEC} = \frac{DEC_{total}}{DEC_{limite}}, \quad (6.1)$$

$$Padrão_{FEC} = \frac{FEC_{total}}{FEC_{limite}}. \quad (6.2)$$

As distribuidoras que obtiverem a relação da divisão menor que 1, são classificadas em distribuidoras que atenderam o padrão. Já nos casos em que a relação da divisão é maior que 1 é classificado como distribuidoras que não atenderam o padrão, de acordo com a Tabela 6.1.

Tabela 6.1 Classificação de Distribuidoras em relação ao Padrão DEC.

Distribuidoras que Atendem ao Padrão	$\frac{DEC_{total}}{DEC_{Limite}} < 1$
Distribuidoras que Não Atendem ao Padrão	$\frac{DEC_{total}}{DEC_{Limite}} > 1$

Fonte: Autor, 2019.

Uma vez realizada a divisão dos grupos que atendem e não atendem ao padrão, dentro de cada grupo, é realizado a segunda etapa. Neste contexto, realizada uma subdivisão, separando as 25% melhores empresas e as 75% piores empresas classificadas. A Tabela 6.2 resume o entendimento.

Tabela 6.2 Subdivisão da colocação das distribuidoras.

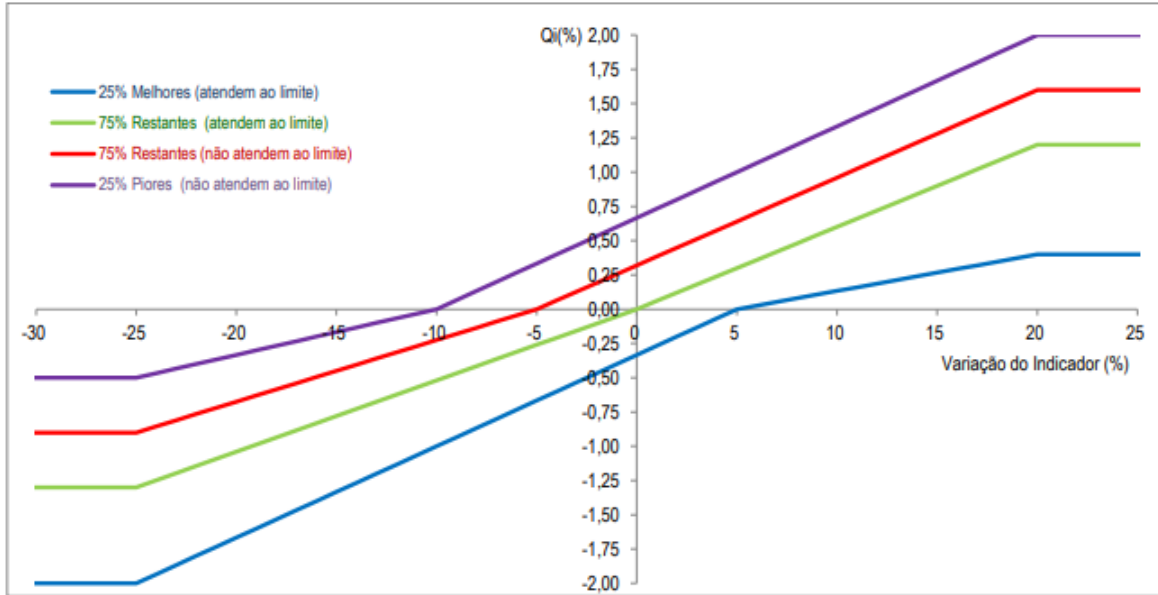
Distribuidoras que atendem ao padrão	Distribuidoras que não atendem ao padrão
25% Melhores colocadas	25% piores colocadas
75% piores colocadas	75% Melhores colocadas

Fonte: Autor, 2019.

Os dados descritos no gráfico da Figura 6.1 são utilizados para aferir os indicadores de qualidade. As empresas que atendem ao padrão são alocadas nas duas melhores curvas: azul e verde, sendo que as 25% melhores corresponde à curva azul, e os 75% restantes correspondem à curva verde. As distribuidoras que não atendem ao padrão, são alocados nas 2 piores curvas, sendo vermelho e roxo e o processo para distinguir as curvas é semelhante,

sendo as 75% melhores colocadas são classificadas na curva vermelha e as 25% piores são alocadas na curva roxa.

Figura 6.1 Medição da componente de Qualidade DEC ou FEC.



Fonte: [19].

A terceira etapa consiste em obter a variação dos indicadores coletivos de continuidade de origem interna nos dois anos anteriores em relação a data de reajuste ou de revisão. Tal variação corresponde ao eixo horizontal (Δi) da Figura 6.1 e pode ser exemplificada em (6.3) e (6.4), enquanto que o eixo vertical corresponde ao indicador de qualidade técnico (Q_i) do Q_{DEC} ou Q_{FEC} .

$$\Delta i_{DEC\ t\ (\%)} = \left(\frac{DEC_{interno\ t-1}}{DEC_{interno\ t-2}} - 1 \right) * 100\%, \quad (6.3)$$

$$\Delta i_{FEC\ t\ (\%)} = \left(\frac{FEC_{interno\ t-1}}{FEC_{interno\ t-2}} - 1 \right) * 100\%, \quad (6.4)$$

sendo:

$\Delta i_{DEC\ t}$: refere-se ao resultado da variação do indicador DEC interno;

$\Delta i_{FEC\ t}$: refere-se ao resultado da variação do indicador FEC interno;

$DEC_{interno_{t-2}}$: refere-se à somatória dos indicadores DEC_{IP} e DEC_{IND} correspondente ao 2º ano que antecede a data do cálculo da componente Q;

$DEC_{interno_{t-1}}$: refere-se à somatória dos indicadores DEC_{IP} e DEC_{IND} correspondente a 1º ano que antecede a data do cálculo da componente Q;

$FEC_{interno_{t-2}}$: refere-se à somatória dos indicadores FEC_{IP} e FEC_{IND} correspondente a 2º ano que antecede a data do cálculo da componente Q;

$FEC_{interno_{t-1}}$: refere-se à somatória dos indicadores FEC_{IP} e FEC_{IND} correspondente a 1º ano que antecede a data do cálculo da componente Q.

As equações das curvas para obtenção do componente $Q_{Técnico}$ pode ser simplificada pela Tabela 6.3 [19].

Tabela 6.3 Equações e parâmetros para as classes dos indicadores DEC e FEC.

Classe	Faixa de variação	Curva
25% melhores (atendem ao padrão)	$\Delta i \leq -25\%$	$Q_i = -2,00$
	$-25\% < \Delta i < 5\%$	$Q_i = 0,0667 \times \Delta i - 0,333$
	$5\% < \Delta i < 20\%$	$Q_i = 0,0267 \times \Delta i - 0,133$
	$\Delta i \geq 20\%$	$Q_i = 0,400$
75% restantes (atendem ao padrão)	$\Delta i \leq -25\%$	$Q_i = -1,30$
	$-25\% < \Delta i < 0\%$	$Q_i = 0,0520 \times \Delta i$
	$0\% < \Delta i < 20\%$	$Q_i = 0,0600 \times \Delta i$
	$\Delta i \geq 20\%$	$Q_i = 1,20$
75% restantes (não atendem ao padrão)	$\Delta i \leq -25\%$	$Q_i = -0,900$
	$-25\% < \Delta i < -5\%$	$Q_i = 0,0450 \times \Delta i + 0,225$
	$-5\% < \Delta i < 20\%$	$Q_i = 0,0640 \times \Delta i + 0,320$
	$\Delta i \geq 20\%$	$Q_i = 1,60$
25% piores (não atendem ao padrão)	$\Delta i \leq -25\%$	$Q_i = -0,500$
	$-25\% < \Delta i < -10\%$	$Q_i = 0,0333 \times \Delta i + 0,333$
	$-10\% < \Delta i < 20\%$	$Q_i = 0,0667 \times \Delta i + 0,667$
	$\Delta i \geq 20\%$	$Q_i = 2,00$

Fonte: [19].

Através da Figura 6.1 e da fórmula da composição do IRT é possível observar algumas características importantes a respeito da metodologia. O Fator X e consequentemente os indicadores de qualidade são do tipo quanto menor, melhor para as distribuidoras e consumidores. Indicadores de Qualidade negativos somam devido o sinal do Fator X ser

negativo no IRT compartilhando com os consumidores os ganhos provindos da melhoria da qualidade de energia fornecida.

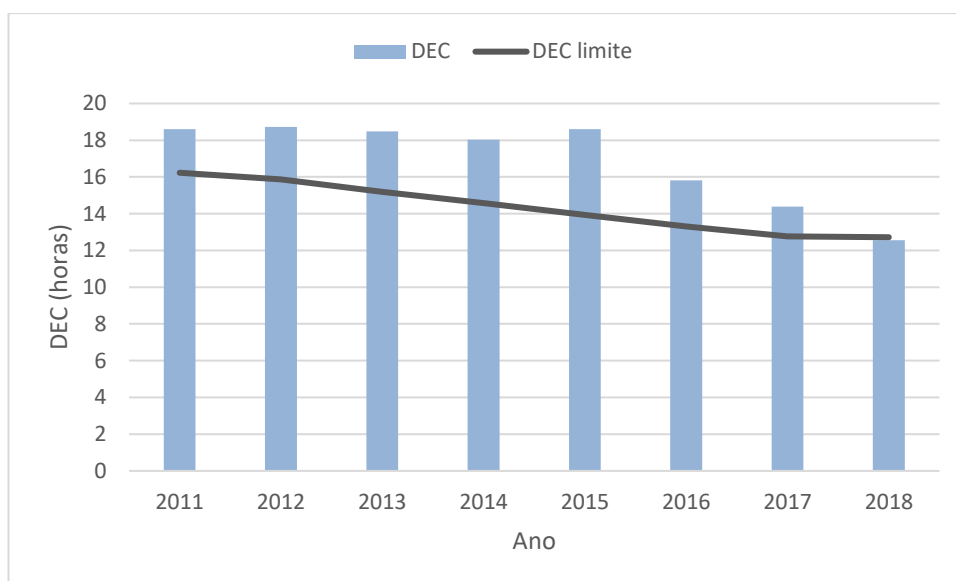
O bônus do incentivo à melhoria da qualidade de energia entregue, pode-se obter em todas as curvas da Figura 6.1. No entanto, requerem maiores variações dos indicadores coletivos de continuidade interno das distribuidoras para as piores curvas por serem valores acima do limite estabelecido. Nas melhores curvas os valores do indicador Q são mais sensíveis às variações nos dois anos que antecedem o cálculo por serem indicadores coletivos que estão a baixo dos limites.

Apesar de distribuição de energia elétrica ser caracterizada por um monopólio natural no Brasil, a agência reguladora criou um incentivo à melhoria de qualidade de uma maneira competitiva, via componente Q. Como mostrado, na segunda etapa as distribuidoras que estão alocadas no mesmo padrão competem entre si para a definição das melhores curvas, enquanto que no outro grupo das distribuidoras, que não atendem ao padrão, competem para serem alocadas nas melhores curvas possíveis. A seguir será analisado os impactos provindos da metodologia de cálculo apresentada.

6.2. IMPACTOS DERIVADO DA COMPONENTE Q

Em relação à resposta dos indicadores coletivos de continuidades no território brasileiro, houve uma melhoria significativa ao longo dos últimos 10 anos. Sabendo que a ANEEL criou a metodologia da componente Q do fator X em 2011 e que tem se consolidado a metodologia atual a partir de 2015. A Tabela 6.4 representa o indicador DEC do ano de 2008 até 2018. O traçado em verde representa os limites globais de DEC e FEC de cada ano e a coluna em laranja o DEC e FEC anual a nível Brasil.

Tabela 6.4 Indicador DEC Concessionárias – Brasil.

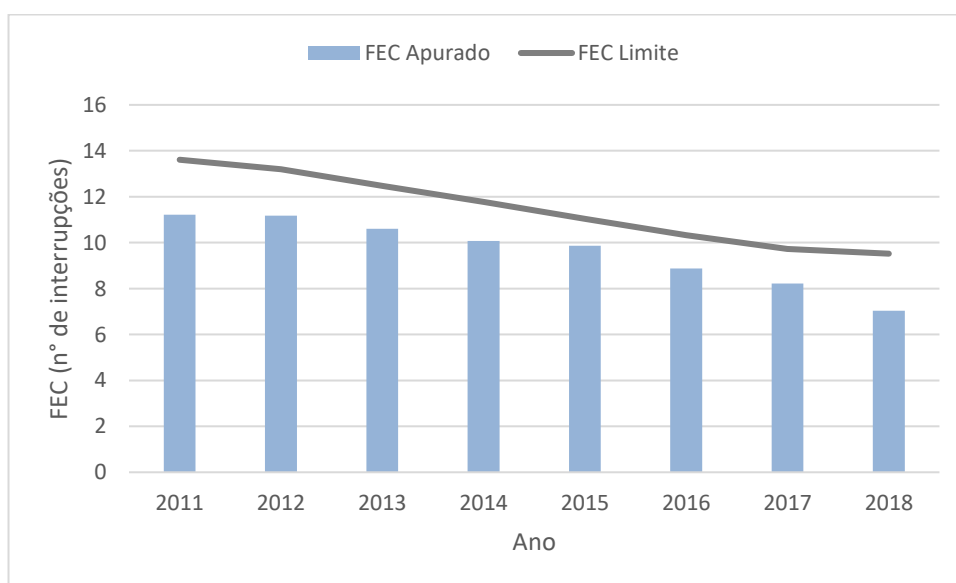


Fonte: Adaptado de [23].

O DEC a nível Brasil tem diminuído consideravelmente e pequena parcela dessa diminuição está relacionado à inserção da componente Q do Fator X como incentivo de ganho sobre a Parcela B da receita.

O mesmo ocorre para o FEC, como pode ser visto na Tabela 6.5.

Tabela 6.5 Indicador FEC Concessionárias – Brasil.



Fonte: [23].

Os dados mostram, porém, de acordo com a própria ANEEL [15], que quando é analisado a trajetória do DEC e FEC conjuntamente, é possível observar perda de eficiência, quando comparado um volume de interrupções substancialmente menor, a duração das interrupções não tem diminuído em mesma proporção. Além disso, apenas em 2018 o DEC Brasil não extrapolou o limite do DEC.

Diante da constatação, em 2018, a ANEEL abriu a Audiência Pública – AP nº 046/2018 para discussão do aprimoramento da regulamentação da continuidade de fornecimento da distribuição de energia elétrica e consequentemente a metodologia do cálculo da componente $Q_{Técnica}$. A ANEEL, na própria Nota Técnica nº 0069/2018 analisa que as alterações das propostas futuras irão simplificar e conferir maior previsibilidade ao mecanismo de incentivo à qualidade da energia [24]. Tal análise é devida a imprevisibilidade por parte das distribuidoras em prever o incentivo por conta da competitividade de desempenho entre as distribuidoras na atual metodologia.

Consequentemente, a ANEEL [24], iniciou a discussão de retirada da competitividade de desempenho das distribuidoras no mecanismo de incentivo a fim de obter maior previsibilidade. Além disso, em [24], a ANEEL menciona retirar do cálculo da componente Q indicador de coletividade FEC, visto que o maior gargalo está diante do indicador DEC como pode-se observar na Tabela 6.4.

Em contribuição à Audiência Pública nº 046/2018, a Distribuidora Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL, ressalva a eliminação das comparações entre as distribuidoras para a definição do incentivo, seja positivo, ou negativo o valor da componente Q. Ainda, tal comparação acaba distorcendo resultados, visto que é observado apenas variações absolutos entre os indicadores verificados [25].

Entende-se que com a análise da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADÉE, em contribuição à AP 046/2018, que ao estabelecer as curvas equivalentes para todas as distribuidoras do Brasil, faz com que ignore os patamares de diferentes níveis de qualidade entre as distribuidoras [26].

A ABRADÉE ainda contribui que, as empresas que já obtiveram o limite tecnológico do sistema de distribuição requerem investimentos superiores, quando comparado com

distribuidoras que possui um padrão de rede abaixo deste limite. Outra análise válida é uma comparação entre o incentivo à qualidade de energia e os valores de compensação pago aos consumidores devido às extrapolações dos limites dos indicadores internos de continuidade [26].

Na Tabela 6.6 mostra-se os incentivos obtidos sobre a Parcela B e as compensações pagas no período de 2015 e 2016 das concessionárias que atingiram os limites de continuidade coletivos.

Tabela 6.6 Incentivos para algumas distribuidoras.

Distribuidora	Incentivo Fator X NT 069/2018	Penalidade Compensação NT 069/2018	Saldo (Incentivo- Penalidade)
CEB-DIS	R\$5.103.819,22	R\$6.128.852,07	-R\$1.025.032,85
CELPA	R\$17.483.742,05	R\$17.684.992,54	-R\$201.250,49
CFLO	R\$357.518,40	R\$25.465,52	R\$332.052,88
CNEE	R\$802.701,85	R\$130.139,03	R\$672.562,83
COSERN	R\$4.266.055,83	R\$2.348.616,35	R\$1.917.439,49
CPFL Jaguari	R\$294.164,60	R\$87.475,59	R\$206.689,01
CPFL Mococa	R\$481.475,27	R\$128.105,54	R\$353.369,73
CPFL Santa Cruz	R\$1.665.779,40	R\$403.112,29	R\$1.262.667,11
DEMEI	R\$205.186,32	R\$18.732,37	R\$186.453,95
EMS	R\$5.715.205,56	R\$9.522.845,47	-R\$3.807.639,91
ENEL CE	R\$19.325.607,42	R\$7.965.990,37	R\$11.359.617,05
EPB	R\$5.454.641,13	R\$4.914.317,53	R\$540.323,60
ESE	R\$3.369.823,20	R\$1.711.730,02	R\$1.658.093,18

Fonte: [26].

Diante dos números da Tabela 6.6, apesar das distribuidoras analisadas terem recebido os incentivos provindos do Fator X, observa-se que não foram suficientes quando comparados com o gasto em penalidade da compensação, quando as mesmas foram bem qualificadas quanto aos requisitos de qualidade DEC e FEC [26].

As análises da metodologia do cálculo vigente da componente Q do Fator X indicam fragilidade e pontos de imparcialidades de acordo com a própria ANEEL, contribuições coletadas em audiência pública, que necessitam serem modificadas tendo em vista dos impactos no âmbito econômico-social para as distribuidoras e consumidores.

7. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente trabalho teve como objetivo geral descrever e analisar a metodologia do cálculo vigente da componente $Q_{Técnica}$ do Fator X e analisar os impactos. Diante dos estudos realizados e sabendo da composição da receita requerida das distribuidoras de energia elétrica, o órgão regulador busca, através dos Reajustes Tarifários Anuais e das Revisões Tarifárias Periódicas, incentivar a melhoria da qualidade de energia entregue por meio de um bônus simétrico ao longo do ciclo tarifário aplicada ao montante da Parcela B, de tal forma que a melhoria ou piora dos indicadores DEC e FEC podem resultar ganhos ou perdas para a distribuidora.

O presente trabalho analisou a atual metodologia da ANEEL do incentivo de melhoria da qualidade de energia das distribuidoras, a componente Q do Fator X. Por meio das análises coletadas em Notas Técnicas, Contribuições de Audiência Pública e pelo próprio conhecimento do pesquisador acerca da metodologia vigente, verifica-se que há melhorias a serem feitas no cálculo, apesar de uma breve sinalização de melhoria dos indicadores coletivos de continuidade a nível Brasil.

Através das análises realizadas, conclui-se que a comparação entre as distribuidoras para a definição do cálculo da penalidade ou incentivo devem deixar de existir, para que o incentivo seja dependente exclusivamente da própria distribuidora obtendo maior previsibilidade ao processo. Além disso, a atual metodologia do cálculo da componente Q, não leva em consideração níveis de qualidade tecnológica para a redução dos Indicadores Coletivos de Continuidade e sim, é observado apenas os valores de DEC e FEC.

Outro ponto identificado, passível de melhoria, observada pela própria agência reguladora, é a utilização somente da variação do DEC para o cálculo do incentivo à qualidade de energia. Portanto, ajustar corretamente o cálculo da componente Q do Fator X representa um ponto importante para a melhoria dos indicadores DEC e FEC.

Entender a regulação do setor elétrico do Brasil é importante para debater e buscar novos meios de alcançar a melhoria da qualidade de energia. A Agência Nacional de Energia Elétrica tem estado cada vez mais à disposição para debater sobre possíveis melhorias. Com

isso, a busca incessante para a melhoria da qualidade da energia no Brasil deve ser praticada a fim de produzir incrementos na regulação do setor elétrico.

8. REFERÊNCIAS

- [1] MEDEIROS, Giulia Oliveira. **Análise de Desempenho de Empresas de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando DEA e REA**. 2018. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Itajubá, 2018. Disponível em: <https://repositorio.unifei.edu.br/xmlui/handle/123456789/1133>. Acesso em: 5 set. 2019
- [2] MELO PINHEIRO, Thelma Maria. **Regulação por Incentivo à Qualidade: Comparação de eficiência entre distribuidoras de energia elétrica no Brasil**. 2012. 177 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade de Brasília, 2012. Disponível em: <https://repositorio.unb.br/handle/10482/12795>. Acesso em: 11 nov. 2019.
- [3] CORREA, Ronaldo dos Santos. **Regulação Econômica na Distribuição de Energia no Brasil: Emprego das Fórmulas COGE no cálculo do Valor Novo de Reposição do Banco de Preços das Distribuidoras**. 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Paraná, 2016. Disponível em: <https://acervodigital.ufpr.br/handle/1884/43671>. Acesso em: 5 nov. 2019.
- [4] DIAS, Evaldo Baldin. **Avaliação de Indicadores de Continuidade e seu Impacto no Planejamento de Sistemas de Distribuição**. 2002. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2002. Disponível em: <https://teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-12062003-173042/en.php>. Acesso em: 13 nov. 2019.
- [5] BERNARDO, Natália. **Evolução da Gestão da Qualidade de Serviço de Energia Elétrica no Brasil**. 2013. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2013. Disponível em: <http://www.monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10006255.pdf>. Acesso em: 13 nov. 2019.
- [6] NOBRE, Maitê Martins. **Avaliação da Qualidade da Energia Elétrica através do Custo da Interrupção para o Consumidor Industrial e dos Indicadores de Continuidade (DEC e FEC)**. 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Itajubá, 2017. Disponível em:

-
- <https://repositorio.unifei.edu.br/xmlui/handle/123456789/1058>. Acesso em: 13 nov. 2019.
- [7] ANEEL. **Procedimentos de Regulação Tarifária: Submódulo 2.1**, 2016. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/proret-submodulos/-/asset_publisher/9GaPoqtd9GK/content/submodulo-2-1/654800?inheritRedirect=false. Acesso em: 11 out. 2019.
- [8] ROCHA, Katia; BRAGANÇA, Gabriel Fiuza; CAMACHO, Fernando. Remuneração de Capital das Distribuidoras de Energia Elétrica: uma análise comparativa. **Texto para Discussão N° 1153**, p. 1-21, 17 jan. 2006. Disponível em: http://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/1674/1/TD_1153.pdf. Acesso em: 15 out. 2019.
- [9] ANEEL. **Procedimentos de Regulação Tarifária: Submódulo 3.2**, 2016. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/proret-submodulos/-/asset_publisher/9GaPoqtd9GK/content/submodulo-3-2/654800?inheritRedirect=false. Acesso em: 20 out. 2019.
- [10] ANEEL. **Nota Técnica n° 47/2019-SGT/ANEEL**, [S. l.], 2019. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>. Acesso em: 27 out. 2019.
- [11] ANEEL. **Procedimentos de Regulação Tarifária: Submódulo 3.3**, 2014. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/proret-submodulos/-/asset_publisher/9GaPoqtd9GK/content/submodulo-3-3/654800?inheritRedirect=false. Acesso em: 11 out. 2019.
- [12] CARÇÃO, João Francisco. **Tarifas de Energia Elétrica no Brasil**. 2011. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2011. Disponível em: https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-31102011-121410/publico/Dissertacao_Joao_Francisco_de_C_Carcao.pdf. Acesso em: 13 out. 2019.
- [13] BUENO, Emilene Francisco. **Comparação entre o custo de capital aplicado pela ANEEL nas revisões tarifárias periódicas e o custo de capital das distribuidoras de energia elétrica para o período de 2015 a 2017**. 2018. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de São Carlos, 2018. Disponível em: <https://repositorio.ufscar.br/handle/ufscar/10559>. Acesso em: 13 out. 2019

-
- [14] CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Reserva Global de Reversão**. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/contas/conta_rgr. Acesso em: 10 nov. 2019
- [15] ANEEL. **Nota Técnica nº 27/SRM/SGT/SPE/SRD-2019/ANEEL**, 2019. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas>. Acesso em: 26 out. 2019.
- [16] ANEEL. **Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 9/2019-SEM**, 2019. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas>. Acesso em: 26 out. 2019
- [17] ANEEL. **Procedimentos de Regulação Tarifária: Submódulo 3.1**, 2016. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2016703_Proret_Submod_3_1_V4.pdf. Acesso em: 02 nov. 2019
- [18] DOMAREDZKY, Leandro Delvan. **A IMPORTÂNCIA DA GESTÃO DE INVESTIMENTOS EM DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA COM FOCO ESTRATÉGICO NA BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA PARA FINS DE REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA**. 2012. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná, 2012. Disponível em: <https://acervodigital.ufpr.br/handle/1884/44404?show=full>. Acesso em: 03 nov. 2019
- [19] ANEEL. **Procedimentos de Regulação Tarifária: Submódulo 2.5**, 2015. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2015660_Proret_Submod_2_5_V2.pdf. Acesso em: 03 nov. 2019.
- [20] ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - Módulo 8.2**, 2018. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo_8-Revis%C3%A3o_10/2f7cb862-e9d7-3295-729a-b619ac6baab9. Acesso em: 03 nov. 2019.
- [21] BRASIL. Conselho Nacional De Educação. Câmara De Educação Superior Resolução. CNE/CES 11, DE 11 DE MARÇO DE 2002. Institui as Diretrizes Curriculares Nacionais do Curso de Graduação em Engenharia. **Diário Oficial [da]**

-
- República Federativa do Brasil, Poder Executivo, Brasília, DF, 22 de fev. 2002.**
Disponível em: <https://abmes.org.br/arquivos/legislacoes/Resolucao-CNE-CES-002-2019-04-24.pdf>. Acesso em: 17 de jun. 2019.
- [22] ALIAGA, GUNDERSON. **Interactive Statistics**, Thousand Oaks: Sage, 2002.
- [23] ANEEL. **Indicador Coletivo: Indicadores Coletivos de Continuidade (DEC e FEC)**. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/indicadores-coletivos-de-continuidade>. Acesso em: 10 nov. 2019.
- [24] ANEEL. **Nota Técnica nº 0069/2018-SRD/ANEEL**, 2018. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas?p_auth=ADLIFS3L&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideParticipacaoPublica=1284&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica. Acesso em: 05 nov. 2019
- [25] CPFL. **Contribuição ao Processo de Audiência Pública nº 046/2018**, 2018. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas?p_auth=ADLIFS3L&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideParticipacaoPublica=1284&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica. Acesso em: 05 nov. 2019.
- [26] ABRADÉE. **Contribuição ao Processo de Audiência Pública nº 046/2018**, 2018. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas?p_auth=ADLIFS3L&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideParticipacaoPublica=

1284&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_
javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica. Acesso em: 05 nov. 2019.