

FUNDAÇÃO GETULIO VARGAS - FGV
MBA EXECUTIVO EM ADMINISTRAÇÃO: GESTÃO EM
EMPRESAS DE ENERGIA ELÉTRICA

ANÁLISE DAS ESTRATÉGIAS DE GESTÃO DE
RECURSOS ADOTADAS PELAS CONCESSIONÁRIAS
DE DISTRIBUIÇÃO E OS RESULTADOS NA
QUALIDADE DO SERVIÇO

ALUNOS:
HUGO LAMIN
MARCOS VENÍCIUS LEITE VASCONCELOS

ORIENTADOR:
PROF. DR. MAURO BORGES LEMOS

BRASÍLIA/DF: JULHO – 2019

**ANÁLISE DAS ESTRATÉGIAS DE GESTÃO DE RECURSOS
ADOTADAS PELAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO E
OS RESULTADOS NA QUALIDADE DO SERVIÇO**

HUGO LAMIN
MARCOS VENÍCIUS LEITE VASCONCELOS

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO APRESENTADO À
FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS - FGV, COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA CONCLUSÃO DO MBA
EXECUTIVO EM ADMINISTRAÇÃO: GESTÃO EM EMPRESAS DE
ENERGIA ELÉTRICA

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	4
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO	4
1.2	JUSTIFICATIVA.....	6
1.3	OBJETIVOS	8
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	9
2.1	REGULAÇÃO DA CONTINUIDADE DOS SERVIÇOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	9
2.1.1	Contextualização	9
2.1.2	Diagnóstico da qualidade do serviço no Brasil	11
2.2	REGULAÇÃO POR INCENTIVOS DO SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	14
2.2.1	Conceituação	14
2.2.2	Modelos de incentivo regulatório para o CAPEX e para o OPEX.....	16
2.2.3	Relação entre os indicadores coletivos de continuidade e os gastos de CAPEX e OPEX	20
3	METODOLOGIA	23
3.1	COLETA DE DADOS	23
3.2	NORMALIZAÇÃO DAS INFORMAÇÕES	26
4	APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS	28
4.1	DESEMPENHO QUANTO À QUALIDADE DO SERVIÇO PRESTADO	28
4.2	RELAÇÃO ENTRE A ESTRATÉGIA DAS DISTRIBUIDORAS E A QUALIDADE DO SERVIÇO	30
4.2.1	Relação entre o investimento em melhoria (CAPEX) e a qualidade do serviço .	30
4.2.2	Relação entre os gastos com OPEX e a qualidade do serviço.....	36
4.2.3	Relação entre o TOTEX e a qualidade do serviço	38
4.3	DESEMPENHO DAS DISTRIBUIDORAS QUANTO AO MODELO REGULATÓRIO DE CAPEX E DE OPEX.....	41
5	CONCLUSÕES	46
6	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	48

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

A energia elétrica é de fundamental importância para todos os setores produtivos, além de proporcionar segurança, conforto e lazer para a sociedade. Nesse contexto, os serviços de energia elétrica são essenciais.

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no país. Uma das atribuições da Agência é monitorar o desempenho das empresas reguladas, com vistas a garantir a prestação do serviço de forma adequada.

Atualmente, após algumas fusões, o setor elétrico brasileiro é composto por 53 concessionárias de distribuição de energia elétrica. Essas empresas, denominadas distribuidoras, são responsáveis pelo atendimento de mais de 99% dos consumidores finais¹.

A partir da perspectiva do consumidor, a qualidade provida pelas distribuidoras pode ser dividida e avaliada em três dimensões:

1. **Qualidade do Serviço:** associada à continuidade do fornecimento.
2. **Qualidade do Produto:** associada à conformidade de tensão em regime permanente e às perturbações na forma de onda de tensão em regime permanente ou transitório.
3. **Qualidade Comercial:** associada ao atendimento, relacionamento e serviços comerciais.

A dimensão mais importante na atuação das distribuidoras é a **qualidade do serviço**. Isso se explica por algumas razões: vinculação direta à disponibilidade da energia elétrica ao

¹ As permissionárias de distribuição (antigas cooperativas de eletrificação rural que se enquadraram no modelo de permissão) também são responsáveis pelo fornecimento de energia elétrica. Contudo, diante do regime de regulação simplificado a que estão submetidas e considerando a pequena parcela de consumidores atendidos, essas empresas não serão consideradas na análise deste trabalho.

consumidor (razão da existência do serviço); reflete a percepção do consumidor de forma mais clara e objetiva; influencia a dimensão de qualidade comercial².

Assim, com foco na qualidade da prestação do serviço, a ANEEL exige que as distribuidoras mantenham um padrão e, para isso, a Agência estabelece indicadores coletivos de continuidade, DEC e FEC³. Os indicadores representam respectivamente, o tempo médio e o número médio de vezes em que os consumidores de uma determinada área (um conjunto elétrico, uma distribuidora, uma região) ficaram sem energia elétrica para o período considerado (mês, trimestre ou ano).

Os indicadores DEC e FEC são referências tradicionais no setor elétrico brasileiro, com longo histórico de apuração, controle e divulgação. Tratam-se, portanto, dos indicadores mais importantes para a mensuração do desempenho da qualidade provida pelas distribuidoras de energia elétrica. Por essa razão, a ANEEL direciona atenção especial e aplica uma série de instrumentos regulatórios de incentivos ou penalidades, com vistas a reduzir esses indicadores (reduzir interrupções no fornecimento). Do mesmo modo, as distribuidoras dispõem de muitos recursos para atingir bons resultados e oferecer o serviço de forma satisfatória à população.

A ANEEL estabelece limites de DEC e FEC que devem ser obedecidos por cada distribuidora. Os limites consideram particularidades das distribuidoras e reconhecem a necessidade prática de uma tolerância em termos de interrupções (uma espécie de “franquia”), mas ao mesmo tempo funcionam como um incentivo para a melhoria do serviço. Portanto, o desempenho das distribuidoras é avaliado a partir do desvio entre os limites regulatórios e os valores efetivamente alcançados.

Desde 2000, os indicadores DEC e FEC passaram a ter um acompanhamento mais direcionado por parte das distribuidoras e do Órgão Regulador. Nesse período, o

² Interrupções no fornecimento implicam na necessidade de maior estrutura para recebimento e tratamento de reclamações, além da necessidade de equipes e materiais para atuação corretiva ou preventiva, o que pode comprometer a realização dos demais serviços comerciais da distribuidora.

³ DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora);
FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora).

diagnóstico para o país⁴ mostra que a quantidade média de interrupções (FEC) teve redução e permaneceu constantemente abaixo dos limites regulatórios. No entanto, a duração média das interrupções (DEC) pode ser dividida em três fases:

1. **2000-2008:** o DEC Brasil permanece em torno de 16 horas, abaixo do limite;
2. **2009-2015:** o DEC Brasil sobe para cerca de 18 horas e há violação sistemática do limite;
3. **A partir de 2016:** o DEC Brasil continua acima dos limites, mas começa a reduzir e atinge o mínimo histórico. Em 2019, os dados mais recentes mostram que o valor apurado finalmente fica abaixo do limite regulatório.

Esse diagnóstico reflete uma média do Brasil, mas o desempenho de cada uma das distribuidoras pode ser analisado de forma separada. A conclusão é que as distribuidoras apresentam resultados diferentes: algumas possuem bom desempenho, mas outras possuem desempenho ruim (com violação de limites de DEC e/ou FEC).

1.2 JUSTIFICATIVA

Considerando a necessidade da prestação do serviço adequado, deve-se analisar qual é o contexto e quais são os instrumentos que levam à redução da quantidade e da duração das interrupções no fornecimento de energia elétrica. Tendo em vista os incentivos regulatórios para atendimento aos limites, cabe a cada distribuidora definir sua estratégia de atuação quanto a seus gastos.

Nesse contexto, o Órgão Regulador se concentra no objetivo final pretendido pelos regulamentos e, assim, define os quais são padrões de qualidade razoáveis (limites) quais são os incentivos e penalidades associados. As distribuidoras decidem como atuar diante do objetivo estabelecido pelo Regulador e, ao decidir pela aplicação dos recursos, a distribuidora deve gerenciar seus custos (operacionais e de capital), ou seja, a distribuidora toma decisões que envolvam dispêndios de OPEX ou CAPEX⁵.

⁴ Em seção posterior são apresentadas mais informações sobre o diagnóstico da qualidade no Brasil.

⁵ *Operational Expenditures* - OPEX: gastos com operação, manutenção, pessoal e serviços.
Capital Expenditures - CAPEX: capital investido para aquisição de ativos e bens físicos.

Nesse contexto, com relação à qualidade do serviço, entre esses recursos estão investimentos envolvendo a implantação de ativos (redes, transformadores, equipamentos de proteção e automação, etc.) e diversos instrumentos relacionados à automação. No entanto, esses investimentos em equipamentos (CAPEX) não são a única solução, uma vez que ações de operação e manutenção (OPEX) também levam a resultados na qualidade do serviço. Assim, atividades de planejamento, de operação e de campo/execução podem ser aperfeiçoadas e otimizadas. As empresas podem se utilizar de métodos alternativos de gestão de processos e de pessoas, otimização de despacho de equipes entre outras ações que não necessariamente são investimentos em ativos.

É de se esperar que uma distribuidora toma suas decisões de dispêndios buscando a forma mais efetiva para atingir suas metas pela maior eficiência na redução de seus custos operacionais e de capital, de tal forma a viabilizar sua rentabilidade planejada. O arcabouço regulatório deve criar condições para as decisões das distribuidoras aconteçam de forma sustentável empresarialmente no longo prazo, mantendo o equilíbrio entre os interesses de todos, acionistas, administradores, poder concedente e consumidores, e, assim, direcionar o foco final no benefício para o setor elétrico como um serviço de utilidade pública.

De uma forma resumida, para os dispêndios de capital (CAPEX), a regulação estabelece que os investimentos realizados pelas distribuidoras são avaliados ao final de cada ciclo e integram a Base de Remuneração Regulatória – BRR no momento da revisão tarifária da empresa. Os riscos de a ANEEL não reconhecer os investimentos das distribuidoras têm se mostrado pequenos. Por outro lado, para os custos operacionais (OPEX), a ANEEL aplica uma metodologia comparativa entre as distribuidoras e estabelece um nível de eficiência, definindo qual o montante de custos será reconhecido nas tarifas. Ou seja, no caso dos custos operacionais, a glosa por parte do regulador tem efeito importante sobre os resultados das distribuidoras (ANEEL, 2019a).

Assim, os incentivos regulatórios vigentes podem induzir as distribuidoras ao emprego de custos de capital e, por outro lado, à redução de despesas em operação e manutenção. Nesse contexto, investimentos em melhoria ou que incorporem novas tecnologias podem

gerar efeitos de longo prazo e provocar ganhos estruturais de eficiência operacional das distribuidoras.

1.3 OBJETIVOS

A partir de dados públicos das distribuidoras que constam nas bases de dado da ANEEL, o objetivo desse trabalho é avaliar o desempenho de qualidade do serviço das distribuidoras e analisar os recursos que foram utilizados pelas distribuidoras.

Nesse contexto, os objetivos específicos são:

- Comparar a evolução dos indicadores DEC e FEC e os dispêndios de cada distribuidora em investimentos em ativos (CAPEX) e em gastos de operação e manutenção (OPEX);
- Identificar e analisar os incentivos regulatórios e as implicações nas diferentes estratégias de gestão de dispêndios das concessionárias de distribuição;
- Verificar o desempenho das distribuidoras quanto à gestão dos dispêndios e quanto ao nível de qualidade do serviço oferecido aos consumidores, buscando conclusões comparativas sobre os resultados da gestão entre as distribuidoras controladoras.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 REGULAÇÃO DA CONTINUIDADE DOS SERVIÇOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1.1 Contextualização

A continuidade dos serviços de distribuição de energia elétrica é contingente à ocorrência de interrupções de longa duração no fornecimento, as quais podem ter definições diferentes. No contexto brasileiro (ANEEL, 2019b), assim como na maioria dos países europeus (CEER, 2016), as interrupções de longa duração são aquelas superiores a 3 minutos⁶.

No Brasil, os indicadores de DEC e FEC já eram acompanhados pelas distribuidoras desde o início da década de 70 e se “tornaram oficiais” por meio da Portaria nº 46, de 17 de abril de 1978 (DNAEE,1978). Em 2000, com a Resolução nº 024/2000, a ANEEL avançou em regras de controle e acompanhamento desses indicadores (ANEEL, 2000). Atualmente, desde 2008, a regulamentação está disposta no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST (ANEEL, 2019b).

O Módulo 8 do PRODIST estabelece os procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica de uma forma geral, que envolve a qualidade do serviço (que representa a continuidade), a qualidade do produto (conformidade), e a qualidade do comercial. Para a qualidade do serviço, o Módulo 8 estabelece os princípios para o estabelecimento dos limites dos indicadores de continuidade, a metodologia para sua apuração e os procedimentos para a apuração dos tempos de atendimento a ocorrências emergenciais, definindo padrões e responsabilidades.

O Módulo 8 também define limites para os indicadores individuais de continuidade (DIC, FIC, DMIC e DICRI), que representam o nível mínimo de qualidade a ser percebido

⁶ Os indicadores DEC e FEC são análogos aos tradicionais índices utilizados internacionalmente: *System Average Interruption Duration Index (SAIDI)* e *System Average Interruption Frequency Index (SAIFI)*.

individualmente pelos consumidores⁷, e as compensações a serem pagas pela sua transgressão (ANEEL, 2019b).

Quanto aos limites para os indicadores coletivos (DEC e FEC), eles apontam o patamar mínimo da qualidade do serviço que deve ser percebido pela média dos consumidores de uma área geográfica (um conjunto elétrico, uma distribuidora, uma região)⁸.

No que tange à metodologia de estabelecimento dos limites dos indicadores coletivos de continuidade, o Módulo 8 do PRODIST define que o procedimento se baseia na aplicação de análise comparativa a partir de atributos que caracterizam os conjuntos⁹. Como resultado dessa metodologia, as distribuidoras são incentivadas a perseguir um melhor desempenho, em cada conjunto, com referência no que já foi alcançado por outras empresas com conjuntos parecidos¹⁰ (ANEEL, 2014). Por meio da agregação dos limites dos conjuntos a partir de ponderações pelo número de unidades consumidoras é possível definir os limites de toda a área de concessão (limites globais) e limites para o País.

⁷ Os indicadores individuais de continuidade avaliam as interrupções percebidas em cada unidade consumidora. Os indicadores DIC (Duração de Interrupção por Unidade Consumidora) e FIC (Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora) indicam por quanto tempo e o número de vezes respectivamente que uma unidade consumidora ficou sem energia elétrica durante um período considerado. O DMIC (Duração Máxima de Interrupção por Unidade Consumidora) é um indicador que registra o tempo da maior interrupção, visando incentivar que a concessionária não deixe o consumidor sem energia elétrica durante um período muito longo. O DICRI (Duração da Interrupção Individual Ocorrida em Dia Crítico por Unidade Consumidora) apura a duração das interrupções ocorridas em dias cuja quantidade de ocorrências emergenciais seja muito acima da média – Dia Crítico.

⁸ Com vistas a uma melhor comparação entre as distribuidoras, além de proporcionar um acompanhamento mais específico de uma área, cada empresa é dividida em parcelas menores, que são chamadas de conjuntos elétricos (um conjunto é uma área geoeletrica formada por uma subestação de distribuição). Atualmente, as 53 concessionárias são divididas em 3154 conjuntos. Nesse contexto, é possível apurar indicadores de DEC e FEC por conjuntos específicos de uma distribuidora; acompanhar os indicadores médios de uma distribuidora; ou de um agrupamento de distribuidoras, como uma região geográfica ou o próprio País.

⁹ Para a definição dos limites são utilizados atributos físico-elétricos relacionados ao serviço de distribuição (a complexidade na prestação do serviço pode aumentar ou diminuir depender do valor de um atributo, de acordo com a natureza da grandeza em questão):

- Precipitação pluviométrica média anual (mm);
- Percentual de área com vegetação remanescente alta ou média (%);
- Percentual de UC em áreas de alta densidade (%);
- Percentual de redes de média tensão trifásicas (%);
- Consumo médio por UC da classe residencial (MWh);
- Número de UC da classe industrial

¹⁰ A metodologia parte do princípio que conjuntos semelhantes devem ter resultados semelhantes. Assim, os bons conjuntos (*Benchmarking*) “ditam o ritmo” de seus conjuntos semelhantes.

Seguindo modelos de regulação adotados internacionalmente (Fumagalli et al., 2007), a ANEEL aplica penalidades quando ocorre o descumprimento dos limites regulatórios. Para os indicadores de continuidade coletivos, no rol de penalidades a que as concessionárias estão sujeitas se encontram a limitação no valor da tarifa (Fator X)¹¹, a limitação no pagamento de dividendos¹², as multas (sanções administrativas no âmbito dos processos de fiscalização) e, no extremo, a caducidade do contrato de concessão. Para os indicadores de continuidade individuais, as distribuidoras devem pagar compensações financeiras diretamente aos consumidores que tiveram os limites violados¹³. O nível de resposta a essas penalidades indica o patamar de qualidade do serviço oferecido aos consumidores.

2.1.2 Diagnóstico da qualidade do serviço no Brasil

As Figuras 2.1 e 2.2 apresentam, respectivamente, a evolução anual dos valores apurados e respectivos limites dos indicadores DEC e FEC no País entre 2010 a 2018¹⁴.

¹¹ Desde 2013, a ANEEL instituiu um mecanismo que incide diretamente na receita das empresas, premiando ou punindo as distribuidoras com base no desempenho verificado nos indicadores DEC e FEC. Esse instrumento é denominado de Parcela Q (“Componente de Qualidade”) do Fator X, o qual é aplicado nos reajustes e revisões tarifárias das distribuidoras (ANEEL, 2019c).

¹² Outro instrumento regulatório de incentivo à melhoria da qualidade foi implementado pela ANEEL a partir de 2016, com o advento dos novos contratos de distribuição (contratos prorrogados em 2015). Trata-se da limitação ao pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio aos acionistas de distribuidoras que não cumprem os limites dos indicadores DEC e FEC. O assunto encontra-se regulado na Resolução Normativa nº 747/2016 (ANEEL, 2016a).

¹³ A distribuidora deve realizar a compensação ao consumidor quando ocorrer a ultrapassagem dos correspondentes limites dos indicadores individuais, efetuando o crédito diretamente na fatura de energia elétrica, no prazo de até dois meses após a violação (ANEEL, 2019b). As compensações pagas pelas distribuidoras no Brasil representam números expressivos: nos últimos 9 anos (entre 2010 e 2018), todas as distribuidoras pagaram juntas mais de R\$ 4,1 Bilhões aos consumidores que foram expostos a níveis ruins de qualidade (ANEEL, 2019d).

¹⁴ Nas figuras, as barras ilustram os valores realizados (apurados). Já as linhas são os limites regulatórios estabelecidos pela ANEEL. Os valores apurados de DEC e FEC referentes ao ano de 2018 não consideram o efeito das liminares judiciais que determinaram o expurgo da ocorrência na Rede Básica no dia 21/03/2018 em parte das distribuidoras do Nordeste.

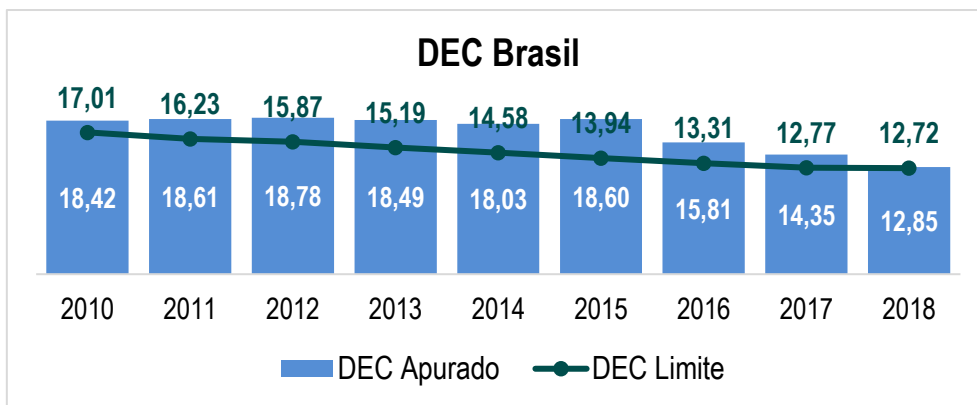


Figura 2.1: Evolução dos valores apurados e dos limites do indicador DEC no período de 2010 a 2018 (ANEEL, 2019e).

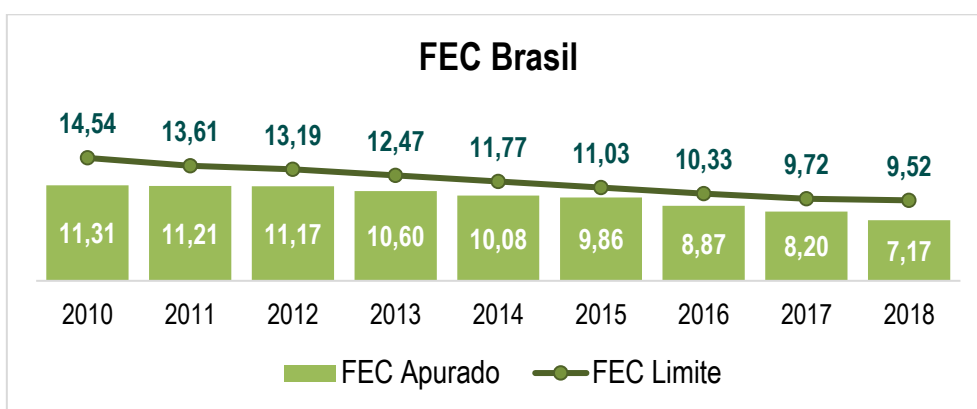


Figura 2.2: Evolução dos valores apurados e dos limites do indicador FEC no período de 2010 a 2018 (ANEEL, 2019e).

Percebe-se na Figura 2.1 que os valores anuais apurados do indicador DEC apresentaram pouca oscilação entre 2010 e 2015, permanecendo acima de 18h em todos os anos. A partir de 2016 os valores apurados passam a decrescer continuamente, alcançando o mínimo, 12,85h, em 2018. De toda forma, apesar da redução recente, nota-se que o DEC permaneceu acima do seu limite em todo o período.

Analisando-se a Figura 2.2, verifica-se que desde 2010 os valores anuais apurados do indicador FEC apresentam redução contínua, atingindo o mínimo de 7,17 interrupções em 2018. Ao contrário do DEC, esse indicador permaneceu abaixo do seu limite em todo o período.

Portanto, é possível depreender da análise das Figuras 2.1 e 2.2 que, na média do país, as distribuidoras apresentam melhor desempenho em relação ao FEC do que ao DEC.

Todavia, os valores apurados desse último indicador apresentaram redução recentemente, o que indica uma possível mudança na atuação das distribuidoras quanto à duração média das interrupções.

Além da análise dos indicadores de duração e de frequência das interrupções isoladamente, os resultados apresentados pelas distribuidoras quanto à continuidade do serviço também podem ser avaliados por meio de um indicador agregado, o Indicador de Desempenho Global de Continuidade - DGC, que consiste na média aritmética simples das razões entre os valores apurados e os respectivos limites anuais dos indicadores DEC e FEC (ANEEL, 2019b). O DGC é calculado conforme a equação (1).

$$DGC = \frac{\frac{DEC_{Apurado}}{DEC_{Limite}} + \frac{FEC_{Apurado}}{FEC_{Limite}}}{2} \quad (1)$$

Da análise da equação (1) nota-se que valores acima de 1 indicam que pelo menos um dos indicadores DEC ou FEC ficou acima do limite regulatório, representando uma continuidade global pior do que o mínimo regulatório. Por outro lado, valores abaixo de 1 apontam que pelo menos um dos dois indicadores foi apurado com valor abaixo do seu limite, representando uma continuidade global melhor do que o mínimo regulatório. A Figura 2.3 apresenta a evolução do DGC do país no período de 2010 a 2018¹⁵.

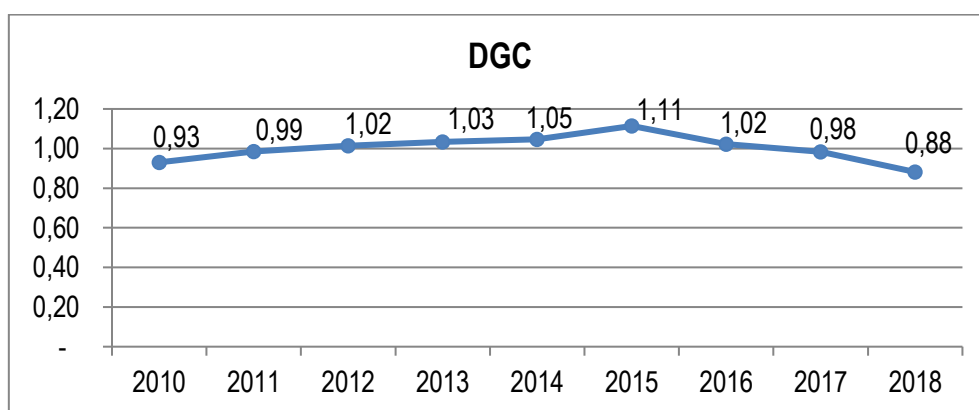


Figura 2.3: Evolução do DGC do Brasil entre 2010 a 2018 (ANEEL, 2019e) (ANEEL, 2019j).

¹⁵ Os valores apurados de DEC e FEC referentes ao ano de 2018 não consideram o efeito das liminares judiciais que determinaram o expurgo da ocorrência na Rede Básica no dia 21/03/2018 em parte das distribuidoras do Nordeste.

Nota-se na Figura 2.3 que os valores de DGC ficaram acima de 1 nos anos de 2012 a 2016, apontando uma continuidade pior do que o nível mínimo regulatório. Nos demais anos do período, o indicador de desempenho global ficou abaixo de 1, indicando uma continuidade superior ao nível mínimo regulatório. Comparando-se a Figura 2.3 com as Figuras 2.1 e 2.2, percebe-se que a evolução do DGC foi influenciada pelo desempenho ruim do indicador DEC.

2.2 REGULAÇÃO POR INCENTIVOS DO SEGMENTO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

2.2.1 Conceituação

As empresas de distribuição de energia elétrica perseguem seus objetivos por diversas motivações, dentre elas, interesse público, legais, ético-morais e econômico-financeiras. Dessas, uma das mais importantes é a motivação econômico-financeira, tanto para empresas públicas quanto para as privadas. Essa realidade de busca da lucratividade estabelece a base da regulação por incentivos, que foca em oferecer “prêmios” ao agente que atender adequadamente os requisitos regulatórios. Em outras palavras, no âmbito da regulação por incentivos, as distribuidoras que melhor atendem às condições estabelecidas pelo regulador recebem as maiores remunerações.

Nesse contexto, as empresas decidem perseguir os incentivos regulatórios com empenho proporcional aos riscos associados e aos retornos econômicos esperados – ou seja, quando o valor presente líquido (VPL) for positivo, ou, em outras palavras, quando a taxa interna de retorno (TIR) for superior ao custo do capital. Em caso de restrição de recursos, é esperado que as empresas se concentrem nas atividades de maior retorno – no limite, definindo hierarquia entre as atividades e esgotando as mais rentáveis antes de partir para as demais (ANEEL, 2019a).

Esses recursos se materializam como gastos empresariais em construção, operação e manutenção, seja por meio da contratação de pessoal próprio, serviços de terceiros, aquisição de materiais ou bens de capital. Os gastos empresariais se dividem em dois grandes grupos: de um lado, investimentos em ativos ou despesas de capital (CAPEX), de outro as despesas com custos operacionais (OPEX). O resultado do esforço

empresarial é diretamente proporcional tanto ao volume de recursos quanto à eficiência da gestão. No contexto da qualidade do serviço, os objetivos podem ser alcançados por meio de OPEX, dentro do limite da rede (atingindo sua “fronteira de eficiência”), ou de CAPEX, que leva à própria evolução da rede, ou seja, deslocando a sua curva da fronteira de eficiência (rede tecnologicamente mais avançada).

No modelo atual, as distribuidoras têm grande liberdade para definir a proporção de desembolsos com CAPEX e com OPEX. Todavia, com vistas a maximizar o retorno aos seus acionistas, elas buscam (ou deveriam buscar) responder adequadamente aos incentivos regulatórios aplicáveis a esses dois gastos. Assim, as empresas devem perseguir o maior “prêmio” possível tanto no CAPEX como OPEX.

É de se esperar que, se a distribuidora estiver operando com uma posição operacional no interior da fronteira de eficiência¹⁶ de uma rede estabelecida, ou seja, operando com ineficiências, seu foco inicial é deslocar sua posição operacional interior para a fronteira marginal, de tal forma a otimizar seu O&M. Por outro lado, uma vez que a distribuidora já esteja operando na fronteira de eficiência de uma rede estabelecida, é racional supor que seu escopo de ganhos marginais esteja centrado no deslocamento da própria fronteira de eficiência, pela realização de investimentos de melhoria tecnológica da rede. Assim, os incentivos regulatórios serão utilizados pela distribuidora em conformidade às expectativas de ganhos marginais líquidos (receitas menos custos marginais), que reflete seu custo de oportunidade de dispêndios entre OPEX e CAPEX. Se ainda estiver numa “posição interior”, faz mais sentido seus esforços de chegar na fronteira pelo uso de artifícios relacionados principalmente a ganhos operacionais (OPEX), focando na melhoria da gestão e realização de ações de manutenção da rede. Se estiver numa “posição de fronteira”, seus esforços estarão voltados para capturar incentivos de investimento (CAPEX), que lhes darão maiores ganhos marginais. Neste caso, os ganhos de captura de incentivos operacionais já foram incorporados nos resultados da distribuidora. Ou seja, no extremo, os esforços de captura de incentivos tendem a progredir de “melhorias de gestão” para “melhorias tecnológicas”¹⁷.

¹⁶ Ou “Fronteira de Possibilidades de Produção” (FPP).

¹⁷ Para uma abordagem introdutória sobre FPP ver, entre outros, (Samuelson e Nordhaus, 2005). Para uma abordagem avançada ver, especialmente, (Mas-Colell, et al. 1995).

Nesse contexto, é importante analisar como estão modelados os incentivos para os desembolsos das distribuidoras em CAPEX e em OPEX.

2.2.2 Modelos de incentivo regulatório para o CAPEX e para o OPEX

2.2.2.1 Custos Operacionais (OPEX)

Os custos operacionais, para fins de revisão tarifária, correspondem aos custos com Pessoal, Materiais, Serviço de Terceiros, Outros Custos Operacionais, Tributos e Seguros relativos à atividade de Distribuição e Comercialização de energia elétrica (ANEEL, 2019f).

Os custos operacionais são aqueles associados às atividades de operação de linhas e subestações, manutenção, vistorias na rede e em unidades consumidoras, podas de árvores, combate às perdas, tarefas comerciais como os custos com leitura e entrega de faturas, serviços administrativos e de contabilidade.

A abordagem adotada pela ANEEL para o cálculo dos custos operacionais regulatórios busca definir o nível eficiente de custos para execução dos processos, de acordo com as condições previstas nos contratos de concessão e na regulamentação. Assim, para definir o nível de eficiência dos custos operacionais, a ANEEL executa um método de *benchmarking* para comparar as distribuidoras (identificação das melhores práticas entre as empresas). O método leva em consideração as características de cada concessionária, e os custos praticados pelas distribuidoras. Por meio da comparação se identifica o nível de eficiência esperado da distribuidora e se estabelece uma meta de referência para o ciclo tarifário. Na revisão tarifária, essa meta de referência é comparada com a cobertura presente na tarifa. A diferença leva a uma trajetória regulatória quanto aos Custos Operacionais.

Portanto, em linhas gerais, as distribuidoras recebem remuneração para cobertura dos custos operacionais de acordo com uma meta de eficiência e não necessariamente de acordo com os custos efetivamente percebidos. Essa metodologia implica que as distribuidoras são incentivadas a perseguir o nível de eficiência definido pela ANEEL

para a sua concessão. Caso a empresa esteja operando aquém do seu nível de eficiência há falta de cobertura tarifária para seus custos reais (perda para os acionistas). De outra forma, se ela estiver operando além do seu nível de eficiência, ela tem um retorno superior aos seus custos (beneficiando os acionistas).

Assim, dado o modelo regulatório vigente para os custos operacionais, as distribuidoras são incentivadas a perseguir a redução desses gastos, uma vez que quanto melhor a empresa estiver posicionada gente a seu nível de eficiência, maior será o retorno ao acionista. O incentivo tarifário para a redução do OPEX leva, portanto, a distribuidora a ter uma eficiência marginal decrescente a cada revisão tarifária, supondo uma rede de distribuição sem mudança tecnológica significativa (tecnologicamente *ceteris paribus*). Ou seja, a eficácia do incentivo à redução de custo operacional é decrescente, pois a distribuidora tende a se aproximar cada vez mais da sua “fronteira de eficiência” (eficiência ótima) e no limite “bate no teto” da redução desses custos (sua redução de custo marginal tende a zero, *ceteris paribus*).

A comprovação desse comportamento quanto ao incentivo regulatório para o OPEX é a redução do peso dos Custos Operacionais na Parcela B das 5 maiores distribuidoras do país em 2018¹⁸ entre a 3ª e a 4ª Revisão Tarifária Periódica (RTP), conforme é apresentado na Figura 2.4.

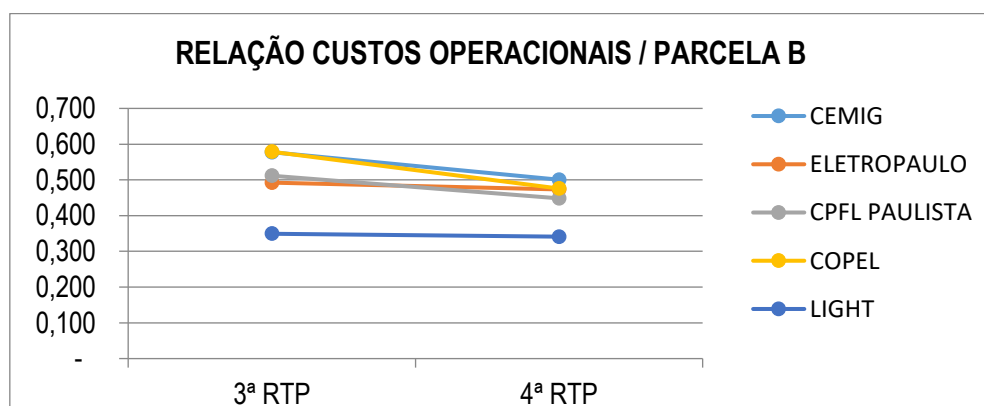


Figura 2.4: Evolução do peso dos Custos Operacionais na Parcela B das 5 maiores distribuidoras do país em 2018 entre a 3ª e a 4ª Revisão Tarifária Periódica (RTP).

¹⁸ Aqui se utiliza o critério de mercado faturado para avaliar o tamanho das distribuidoras. De acordo com (ANEEL, 2019), as cinco maiores distribuidoras quanto ao tamanho do mercado faturado em 2018 eram, respectivamente: CEMIG, ELETROPAULO, CPFL PAULISTA, COPEL e LIGHT. Naquele ano, o mercado faturado dessas distribuidoras representou mais de 30% do total do país (ANEEL, 2019).

Nota-se na Figura 2.4 que nas 5 maiores distribuidoras do país em 2018 houve redução do peso dos Custos Operacionais em relação à Parcela B, indicando redução da representatividade desses custos do total de remuneração das distribuidoras pela prestação do serviço.

2.2.2.2 Investimentos (CAPEX)

Os gastos das distribuidoras em construção, na aquisição de materiais ou na aquisição de bens de capital, que representam o investimento para a prestação do serviço, geram ativos que são incorporados à Base de Remuneração Regulatória. Sobre essa base é aplicada a taxa de retorno, definida por um valor fixo para todas as distribuidoras com base no custo de capital próprio e de terceiros, gerando a remuneração do investimento. Quanto maior for a base de remuneração de uma distribuidora, maior será a remuneração pelo serviço.

O crescimento da base de remuneração ocorre por meio da inclusão de ativos, cuja valoração para os equipamentos principais ocorre de acordo com o Método do Valor Novo de Reposição (VNR) ou pelo Valor Original Contábil (VOC) Atualizado. O VNR estabelece que cada ativo é valorado, a preços atuais, por todos os gastos necessários para sua substituição por idêntico, similar ou equivalente que efetue os mesmos serviços e tenha a mesma capacidade do ativo existente. No VOC Atualizado a valoração se dá pela atualização de valores contábeis pelo índice IPCA¹⁹ (ANEEL, 2019g).

Para a valoração dos componentes menores e dos custos adicionais são utilizados os Custos Médios Regulatórios ou os Custos Médios da Concessionária, representados, respectivamente, no Banco de Preços Referenciais e no Banco de Preços da Concessionária.

A inclusão de ativos na base de remuneração passa por avaliação física e contábil da ANEEL ao final do ciclo tarifário, o que pode levar à glosa de investimentos e causar frustração na remuneração dos investimentos. Esse é o incentivo regulatório para que as

¹⁹ Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo, indicador calculado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) com o objetivo medir a inflação de um conjunto de produtos e serviços comercializados no varejo, referentes ao consumo pessoal das famílias.

distribuidoras realizem investimentos de forma prudente e que foquem na efetiva prestação do seu serviço, seja para a melhoria ou ampliação do atendimento aos atuais consumidores ou para a expansão que permita o atendimento de novos consumidores.

Apesar da previsão normativa, a possibilidade de glosa por parte do regulador tem apresentado, na prática, efeito marginal e, via de regra, as distribuidoras têm seus investimentos reconhecidos e remunerados. Portanto, são incorporados na Base de Remuneração Regulatória (ANEEL, 2019a). A evolução do investimento em melhoria realizado pelas distribuidoras entre 2010 a 2017, conforme é apresentado na Figura 2.5, pode ser considerada uma comprovação de que há pouca incerteza regulatória quanto à remuneração do CAPEX.

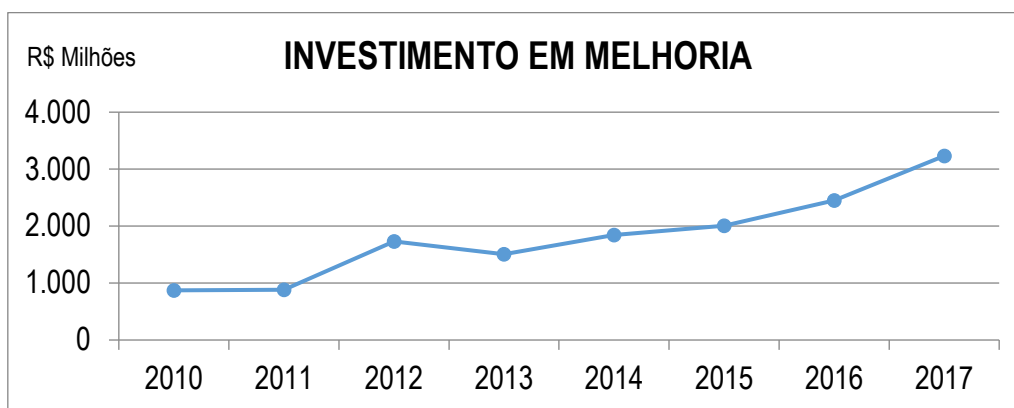


Figura 2.5: Evolução do investimento das distribuidoras em melhoria (ANEEL, 2019h).

Assim, da análise do modelo de incentivos regulatórios para o OPEX e para o CAPEX, nota-se que há tendência implícita que incentiva a distribuidora a empregar investimentos que podem induzir a redução dos custos operacionais pelo emprego de despesas de capital. Como em geral esses investimentos são intensivos em capital e incorporam novas tecnologias, aumentando a base de remuneração, seus efeitos de longo prazo podem gerar ganhos estruturais de eficiência operacional das distribuidoras, reduzindo os gastos operacionais.

Em suma, os incentivos para o aumento do CAPEX são crescentes quanto menores forem os ganhos marginais líquidos de redução do OPEX sem mudança tecnológica, ou seja, em função puramente de aumento de eficiência operacional. Num nível já elevado de eficiência operacional (próximo à “posição de fronteira”), cada vez mais a redução do

OPEX vai depender do aumento do CAPEX e, assim, cada vez mais o incentivo regulatório para o CAPEX será relevante, pois as mudanças tecnológicas abrem uma nova fronteira para a trajetória de redução dos custos operacionais. Teoricamente são três estágios de eficácia dos incentivos: i) no estágio inicial os incentivos diretos para OPEX são mais eficazes (ganhos marginais elevados); ii) no segundo estágio a eficácia dos incentivos para OPEX tende a decrescer e a eficácia dos incentivos para CAPEX são crescentes; iii) no último estágio, a renovação tecnológica substantiva da rede de distribuição incorporada na BRR possibilita um novo ciclo de redução de OPEX. Espera-se que cada ciclo de revisão tarifária corresponda a um ou dois desses estágios. Na prática, ao longo de um ciclo de revisão, o que parece mais provável é que tenha idealmente a ocorrência de dois estágios sequenciais. Por razões de minimização de custos de CAPEX, sabe-se que o estágio (ii) é mais conveniente se ocorrer na fase final de um ciclo tarifário. A questão analítica relevante é saber a racionalidade das distribuidoras para sequenciarem e calibrarem esses estágios de incentivos dentro de seus ciclos tarifários.

2.2.3 Relação entre os indicadores coletivos de continuidade e os gastos de CAPEX e OPEX

Conforme citado na subseção anterior, o indicador FEC tem sido apurado pelas distribuidoras em valores abaixo dos limites desde 2010. Por outro lado, em todo o período de 2010 a 2018, o DEC ficou acima do limite regulatório, apesar da melhoria percebida nesse indicador desde 2016. Quanto a esse resultado, tendo em vista a análise econométrica apresentada pela Agência Reguladora (ANEEL, 2016b), segundo a qual o nível de investimento nas redes de distribuição (expresso pelo CAPEX) impacta mais a qualidade do que os custos operacionais (expressos pelo OPEX), pode-se pensar que as distribuidoras têm focado no CAPEX.

Porém, ainda que o CAPEX influencie estruturalmente o desempenho das redes de distribuição quanto à continuidade, uma gestão eficiente de OPEX pode levar as redes ao seu desempenho potencial. Ou seja, por meio do OPEX é possível extrair a máxima performance de uma determinada rede, caracterizado pela condução da qualidade de uma rede, *ceteris paribus*, para a fronteira de eficiência. Portanto, ainda que algumas distribuidoras possam focar no CAPEX, é possível pensar que ocorreram casos de

melhoria na continuidade em virtude de foco no OPEX pela otimização operacional da empresa.

Considerando a necessidade da prestação do serviço adequado, deve-se analisar qual é o contexto e quais são os instrumentos que levam à redução da quantidade e da duração das interrupções no fornecimento. A ANEEL, seguindo o modelo de regulação por incentivos que é aplicado ao segmento de distribuição, deve se concentrar no objetivo final pretendido pelos regulamentos e, assim, cabe ao Regulador definir “o que deve ser feito”. Às distribuidoras, cabe a decisão de “como deve ser feito”, tendo liberdade para atuar²⁰, uma vez que é a própria empresa quem tem mais conhecimento do mercado e da área de concessão onde opera, quem atua no dia a dia com a prestação do serviço e quem tem responsabilidade e a outorga para tal.

Assim, com relação à qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras, cabe à ANEEL a definição de patamares considerados razoáveis e o estabelecimento de limites regulatórios (“**o que** deve ser feito”). Já às distribuidoras devem gerir todos os recursos para alcançar o objetivo da melhor forma, escolhendo entre vários recursos disponíveis (“**como** deve ser feito”) (ANEEL, 2019a).

Ao decidir pela aplicação dos recursos, a distribuidora deve gerenciar seus custos (operacionais e de capital). Ou seja, a distribuidora deve ser competente de forma a obedecer aos limites de qualidade e, ao mesmo tempo, eficiente nas decisões que envolvam dispêndios de OPEX ou CAPEX. Ou seja, o desafio de gestão da distribuidora envolve uma equação de dispêndio que minimize seus custos totais sob a restrição de atendimento dos requisitos regulatórios, incluindo um intervalo de confiança de redução de riscos.

²⁰ Como exemplo para o segmento de distribuição, a questão da liberdade operacional está expressamente disposta nos contratos de concessão, conforme cláusula colacionada a seguir:

*“Na prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica referido neste Contrato, a **DISTRIBUIDORA se compromete com a prestação do serviço adequado, tendo ampla liberdade na direção de seus negócios, investimentos, pessoal, material e tecnologia, observadas as prescrições deste Contrato e das normas legais e regulamentares, assim como as instruções e determinações do PODER CONCEDENTE e da ANEEL.**”*

Por outro lado, o incentivo à melhoria à qualidade não é o único incentivo direcionado às distribuidoras pelo Órgão Regulador. Tendo em vista que a tarifa é regulada, essas empresas também estão sujeitas aos incentivos decorrentes do modelo tarifário. A estratégia de atuação das distribuidoras na resposta aos diferentes incentivos regulatórios é elemento fundamental para a maximização do retorno ao acionista. Por isso, o desempenho quanto à qualidade do serviço deve ser analisado em conjunto com os demais incentivos regulatórios incidentes sobre o segmento de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2019a).

3 METODOLOGIA

3.1 COLETA DE DADOS

Conforme já mencionado em capítulo anterior, ao decidir pela aplicação dos recursos, a distribuidora deve gerenciar seus custos (operacionais e de capital). Ou seja, a distribuidora deve ser competente de forma a obedecer aos limites de qualidade e, ao mesmo tempo, eficiente nas decisões que envolvam dispêndios de OPEX ou CAPEX. Ou seja, o desafio de gestão da distribuidora é atingir um bom desempenho global, envolvendo uma equação de dispêndio que minimize seus custos totais sob a restrição de atendimento dos requisitos regulatórios.

Para análise do desempenho das concessionárias de distribuição de energia elétrica, é necessária a identificação das informações de cada empresa. Assim, a captação de informações do setor elétrico foi feita a partir dos bancos de dados da ANEEL. A Tabela 3.1 apresenta as concessionárias avaliadas²¹ e a Tabela 3.2 apresenta a lista dos dados utilizados neste trabalho.

Tabela 3.1 – Concessionárias utilizadas na avaliação.

	Concessionária - SIGLA	Concessionária - NOME
1	AME	Amazonas Distribuidora de Energia
2	BOA VISTA	Boa Vista Energia
3	CEA	Companhia de Eletricidade do Amapá
4	CEAL	Companhia Energética de Alagoas
5	CEB	Ceb Distribuição (Companhia Energética de Brasília)
6	CEEE	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica
7	CELESC	Celelesc Distribuição (Centrais Elétricas de Santa Catarina)
8	CELG ²²	Celg Distribuição (Centrais Elétricas de Goiás)
9	CELPA	Centrais Elétricas do Pará
10	CELPE	Companhia Energética de Pernambuco
11	CEMAR	Companhia Energética do Maranhão
12	CEMIG	Cemig Distribuição (Companhia Energética de Minas Gerais)

²¹ São avaliadas 58 concessionárias, quantidade existente em 2017 (antes de fusões ocorridas).

²² Desde fevereiro de 2017, a Celg Distribuição faz parte do Grupo ENEL e passou a se chamar ENEL Distribuição Goiás (ENEL GO). Tendo em vista que o período dos dados analisados nesse trabalho se encerra em 2017, decidiu-se por manter o nome CELG. Assim, fica mais evidente que os seus dados não refletem a influência do controlador atual.

13	CEPISA	Companhia Energética do Piauí
14	CERON	Centrais Elétricas de Rondônia
15	CHESP	Companhia Hidroelétrica São Patrício
16	COCEL	Companhia Campolarguense de Energia
17	COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
18	COOPERALIANÇA	Cooperativa Aliança
19	COPEL	Copel Distribuição (Companhia Paranaense de Energia)
20	COSERN	Companhia Energética do Rio Grande do Norte
21	CPFL Jaguari	Companhia Jaguari de Energia
22	CPFL Leste Paulista	Companhia Leste Paulista de Energia
23	CPFL Mococa	Companhia Luz e Força de Mococa
24	CPFL Paulista	Companhia Paulista de Força e Luz
25	CPFL Piratininga	Companhia Piratininga de Força e Luz
26	CPFL Santa Cruz	Companhia Luz e Força Santa Cruz
27	CPFL Sul Paulista	Companhia Sul Paulista de Energia
28	DEMEI	Departamento Municipal de Energia de Ijuí
29	DMED	DME Distribuição (Departamento Municipal de Poços de Caldas)
30	EBO	Energisa Borborema Distribuidora de Energia
31	EDP ES	EDP Espírito Santo
32	EDP SP	EDP São Paulo
33	EFLJC	Empresa Força e Luz João Cesa
34	EFLUL	Empresa Força e Luz Urussanga
35	ELEKTRO	Elektro Eletricidade e Serviços
36	ELETROACRE	Companhia de Eletricidade do Acre
37	ELETROCAR	Centrais Elétricas de Carazinho
38	ELETROPAULO	Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo
39	ELFSM	Empresa Luz e Força Santa Maria
40	EMG	Energisa Minas Gerais Distribuidora de Energia
41	EMS	Energisa Mato Grosso do Sul Distribuidora de Energia
42	EMT	Energisa Mato Grosso Distribuidora de Energia
43	ENEL CE	Enel Distribuição Ceará
44	ENEL RJ	Enel Distribuição Rio de Janeiro
45	ENF	Energisa Nova Friburgo Distribuidora de Energia
46	EPB	Energisa Paraíba Distribuidora de Energia
47	ESE	Energisa Sergipe Distribuidora de Energia
48	ESS	Energisa Sul Sudeste Distribuidora de Energia
49	ETO	Energisa Tocantins Distribuidora de Energia
50	FORCEL	Força e Luz Coronel Vivida
51	HIDROPAN	Hidroelétrica Panambi
52	IENERGIA	Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica
53	LIGHT	Light Serviços de Eletricidade
54	MUX ENERGIA	Muxfeldt Marin & Cia
55	RGE	Rio Grande Energia

56	RGE SUL	RGE Sul Distribuidora de Energia S/A
57	SULGIPE	Companhia Sul Sergipana de Eletricidade
58	UHENPAL	Usina Hidroelétrica Nova Palma

Tabela 3.2 - Dados utilizados na avaliação.

DADO	UNIDADE	OBSERVAÇÃO	FONTE
Investimentos realizados (CAPEX)	R\$	Os investimentos em obras são divididos em: a) expansão das redes elétricas; b) renovação dos ativos de distribuição; c) melhoria da qualidade do sistema.	Plano de Desenvolvimento da Distribuição – PDD (ANEEL, 2019h)
Gastos em O&M (OPEX)	R\$	Gastos associados às atividades de operação, manutenção, tarefas comerciais e administrativas.	Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP (ANEEL, 2019i)
Receita	R\$	Receita, faturada pela concessionária, inerente ao serviço de distribuição de energia elétrica	SAMP (ANEEL, 2019i)
Número de Unidades Consumidoras (UC)	(Quantidade)	Quantidade de unidades consumidores atendidas pela concessionária de distribuição	SAMP (ANEEL, 2019i)
Mercado	MWh	Mercado de energia elétrica faturada pela concessionária	SAMP (ANEEL, 2019i)
Limites do Indicador DEC	Horas	Limites regulatórios definidos pela ANEEL para cada concessionária de distribuição.	Indicadores Coletivos de Continuidade (ANEEL, 2019e)
Limites do Indicador FEC	(Quantidade de interrupções)	Limites regulatórios definidos pela ANEEL para cada concessionária de distribuição.	Indicadores Coletivos de Continuidade (ANEEL, 2019e)
Valor Apurado do Indicador DEC	Horas	Valores reais realizados por cada concessionária de distribuição.	Indicadores Coletivos de Continuidade (ANEEL, 2019e)
Valor Apurado do Indicador FEC	(Quantidade de interrupções)	Valores reais realizados por cada concessionária de distribuição.	Indicadores Coletivos de Continuidade (ANEEL, 2019e)
Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA	%	Série Histórica do IPCA	Diretoria de Pesquisas, Coordenação de Índices de Preços - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE
Índice Geral de Preços do Mercado - IGP-M	%	Série Histórica do IBGE	Fundação Getúlio Vargas - FGV

3.2 NORMALIZAÇÃO DAS INFORMAÇÕES

Considerando a diversidade das áreas de concessão no Brasil, existe significativa diferença entre concessionárias, o que reflete na atuação e nos investimentos das empresas. Por exemplo, é natural que a CEMIG - que atende aproximadamente 8,4 milhões unidades consumidoras em 805 municípios em Minas Gerais - realize investimentos anuais maiores do que a DMED - que atende 75 mil unidades consumidoras em 1 município de Minas Gerais.

Assim, é necessária a utilização de uma métrica que permita uma comparação homogênea. Com isso, neste trabalho, os gastos das concessionárias são normalizados pelo valor da Parcela B das empresas²³. Como comentado, esse procedimento tem o objetivo de retirar da análise o efeito do tamanho das empresas. Caso se utilizassem os valores nominais, em reais, as empresas que atendem maior quantidade de consumidores seriam classificadas com gastos elevados frente a distribuidoras com quantidade menor de unidades consumidoras.

Considerando que os investimentos em CAPEX e gastos em OPEX são mensurados em reais e que as receitas de Parcela B das concessionárias também estão nessa unidade, o processo de normalização resulta em valores adimensionais, que, ao serem multiplicados por 100, podem ser percebidos como percentuais da Parcela B das distribuidoras.

Conforme citado na Tabela 3.2, os investimentos em obras são divididos em três categorias: a) **expansão** das redes elétricas; b) **renovação** dos ativos de distribuição; c) **melhoria** da qualidade do sistema. Os investimentos em **expansão** são obras associadas ao incremento de carga, motivada pelo aumento de demanda de consumidores existentes

²³ A receita de uma distribuidora se divide em 2 componentes: **Parcela A** (custos não gerenciáveis: custos incorridos pela distribuidora relacionados às atividades de geração e transmissão, além de encargos setoriais. São custos cujos montantes e preços, em certa medida, escapam à vontade ou gestão da distribuidora) e **Parcela B** (custos gerenciáveis). A **Parcela B** representa os custos diretamente gerenciáveis pelas distribuidoras. São custos próprios da atividade de distribuição que estão sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela empresa. Para fins de cálculo tarifário, a Parcela B é composta de Custos Operacionais, Remuneração de Capital, Cota de Depreciação e Receitas Irrecuperáveis. Além disso, é subtraída da parcela compartilhada de Outras Receitas. Os custos de Parcela B são revistos a cada processo de Revisão Tarifária. No período entre as revisões, a Parcela B é atualizada anualmente pelo índice de correção monetária constante Contrato de Concessão ou Permissão, subtraído de um fator de eficiência chamado Fator X (mais informações disponíveis em <http://www.aneel.gov.br/tarifas>).

ou pela ligação de novos consumidores. Investimentos em **renovação** são aqueles necessários para substituição de ativos elétricos que tenham chegado ao final da vida útil. Já investimentos em **melhoria** se constituem em instalação, substituição ou reforma de equipamentos visando manter ou melhorar a regularidade, continuidade, segurança e atualidade do serviço de distribuição, compreendendo a modernidade das técnicas e a conservação das instalações.

Assim, na análise dos gastos em CAPEX que foram realizados pelas distribuidoras, neste presente trabalho são considerados os investimentos voltados ao aumento da qualidade, ou seja, os investimentos em melhoria. Para os gastos em OPEX são utilizados os gastos em O&M verificados no âmbito dos processos tarifários das distribuidoras.

Outro tipo de normalização foi adotada para os resultados apresentados pelas distribuidoras quanto à qualidade. Essa abordagem também é necessária em decorrência da diversidade das áreas de concessão no País. Por exemplo, é de se esperar que a CEB - que atende uma área concentrada, com boa infraestrutura e condições climáticas favoráveis à distribuição de energia elétrica em grande parte do ano – apresente melhores valores apurados dos indicadores DEC e FEC do que a CELPA – que atende uma área de concessão com problemas de infraestrutura em diferentes locais, com alto índice de vegetação, alto índice pluviométrico e com dispersão de unidades consumidoras.

Nesse contexto, o trabalho utiliza uma razão entre o valor apurado e o respectivo limite regulatório anual para um indicador. Essa razão apresenta um resultado adimensional e compara o nível de qualidade apresentado pela distribuidora frente a um padrão razoável (frente ao limite)²⁴. Assim, como os limites definidos pela ANEEL levam em consideração as características próprias de cada concessionária e as dificuldades para a prestação do serviço naquela área²⁵, essa razão uniformiza a comparação entre as concessionárias.

²⁴ Nesse caso, a interpretação da razão é análoga à interpretação do DGC mostrado no capítulo anterior: valor acima de 1 indica que o indicador ficou acima do limite regulatório, representando qualidade pior do que o mínimo regulatório. Por outro lado, valor abaixo de 1 aponta que foi apurado menor do que o limite, representado uma qualidade melhor do que o padrão regulatório.

²⁵ Conforme já mencionado, para a definição dos limites a ANEEL utiliza atributos relacionados à complexidade na prestação do serviço: precipitação pluviométrica; percentual de área com vegetação; e atributos físico-elétricos.

4 APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

4.1 DESEMPENHO QUANTO À QUALIDADE DO SERVIÇO PRESTADO

As Figuras 4.1 e 4.2 apresentam o Ranking da Continuidade de 2017 das distribuidoras que atendem mais 400 mil Unidades Consumidoras (UC) e menos de 400 mil UC, respectivamente.

Tabela 4.1: Ranking da Continuidade 2017 – Distribuidoras com mais de 400 mil UC (ANEEL, 2019j).

Distribuidora	DEC Relativo	FEC Relativo	DGC	Posição no Ranking
EMG	0,73	0,54	0,64	1
CEMAR	0,71	0,60	0,66	2
ESS	0,77	0,57	0,67	3
EPB	0,83	0,56	0,70	4
ENEL CE	0,76	0,63	0,70	4
AME	0,82	0,59	0,70	4
ELEKTRO	0,87	0,66	0,76	7
EDP ES	0,86	0,68	0,77	8
CELPA	0,92	0,65	0,79	9
EMS	0,97	0,62	0,80	10
COSERN	0,93	0,69	0,81	11
EDP SP	0,93	0,75	0,84	12
ETO	1,03	0,66	0,84	12
EMT	1,06	0,63	0,84	12
ESE	0,94	0,75	0,85	15
CPFL Paulista	0,95	0,75	0,85	15
CEMIG	1,00	0,72	0,86	17
CPFL Piratininga	1,01	0,74	0,87	18
COPEL	0,96	0,80	0,88	19
CEB	0,90	0,90	0,90	20
CELESC	1,02	0,84	0,93	21
LIGHT	1,07	0,86	0,97	22
RGE	1,17	0,85	1,01	23
CELPE	1,22	0,81	1,01	23
RGE SUL	1,36	0,84	1,10	25
COELBA	1,31	0,93	1,12	26
CEPISA	1,14	1,18	1,16	27
ELETROPAULO	1,51	1,10	1,30	28
CEEE	1,59	1,13	1,36	29
CERON	1,57	1,21	1,39	30
ENEL RJ	1,69	1,19	1,44	31
CEAL	1,51	1,51	1,51	32
CELG	2,30	1,67	1,99	33

Tabela 4.2: Ranking da continuidade 2017 – Distribuidoras com menos de 400 mil UC²⁶ (ANEEL, 2019j).

Distribuidora	DEC Relativo	FEC Relativo	DGC	Posição no Ranking
EBO	9,91	0,31	0,28	1
EFLJC	9,00	0,18	0,29	2
DMED	6,66	0,30	0,30	3
MUX ENERGIA	8,00	0,22	0,33	4
ENF	9,84	0,52	0,45	5
CPFL Santa Cruz	8,76	0,51	0,47	6
EFLUL	9,00	0,43	0,56	7
ELFSM	9,37	0,56	0,57	8
CHESP	17,02	0,58	0,58	9
SULGIPE	10,75	0,56	0,63	10
CPFL Mococa	8,76	0,58	0,64	11
HIDROPAN	11,00	0,56	0,70	12
CPFL Jaguari	8,00	0,79	0,75	13
DEMEI	9,00	0,59	0,75	13
CPFL Leste Paulista	8,49	0,81	0,77	15
ELETROCAR	8,86	0,77	0,78	16
CPFL Sul Paulista	8,73	0,78	0,78	16
UHENPAL	11,00	0,85	0,80	18
IEENERGIA	10,00	1,01	0,97	19
COCEL	7,58	1,02	1,04	20
COOPERALIANÇA	5,00	1,31	1,20	21
CEA	28,86	1,56	1,27	22
ELETROACRE	23,33	1,74	1,63	23
BOA VISTA	14,29	2,42	3,15	24
FORCEL	-	-	-	25

Percebe-se na Tabela 4.1 que, entre as distribuidoras que atendem mais de 400 mil UC, a EMG (0,64), a CEMAR (0,66), a ESS (0,67), a EPB (0,70) e a ENEL CE (0,70),

²⁶ As distribuidoras CPFL Santa Cruz, CPFL Mococa, CPFL Jaguari, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista foram unificadas sob o nome da CPFL Santa Cruz em 2018. Em 2017 essas empresas ainda estavam desagregadas e, por esse motivo, elas são apresentadas separadamente. Nas demais análises desse capítulo, apresentam-se os dados resultantes da unificação das distribuidoras. Essa situação se justifica porque os dados utilizados nas demais análises estavam unificados para o ano de 2017. Para os demais anos foi possível calcular valores médios, o que não é possível de ser executado para o Ranking da Qualidade.

apresentaram em 2017 os menores DGC e, assim, entregaram os melhores níveis de continuidade a seus consumidores naquele ano. Por outro lado, a CELG (1,99), a CEAL (1,51), a ENEL RJ (1,44), a CERON (1,39) e a CEEE (1,36) apresentaram os maiores DGC de 2017 e, assim, entregaram os piores níveis de continuidade a seus consumidores.

Da análise da Tabela 4.2 nota-se que as distribuidoras que atendem menos de 400 mil UC com menores DGC em 2017 foram, respectivamente, a EBO (0,28), a EFLJC (0,29), a DMED (0,30), a MUX ENERGIA (0,33) e a ENF (0,45). Nesse grupo de distribuidoras, em 2017 a BOA VISTA (3,15)²⁷, a ELETROACRE (1,63), a CEA (1,27), a COOPERALIANÇA (1,20) e a COCEL (1,04) apresentaram os maiores DGC.

4.2 RELAÇÃO ENTRE A ESTRATÉGIA DAS DISTRIBUIDORAS E A QUALIDADE DO SERVIÇO

4.2.1 Relação entre o investimento em melhoria (CAPEX) e a qualidade do serviço

As Figuras 4.1 e 4.2 apresentam a relação entre os investimentos em melhoria realizados pelas distribuidoras²⁸ e o desempenho quanto à qualidade do serviço, mensurada pelos indicadores DEC e FEC. Nas Figuras, os dados de investimento estão normalizados pela Parcela B das empresas e representam a média entre 2013 a 2017. Para a qualidade, são apresentados os resultados da relação entre os valores apurados e os respectivos limites para os indicadores (DEC e FEC), também pela média desses cinco anos²⁹.

Com base nas Tabelas 4.1 e 4.2, os pontos em vermelho das Figuras representam as duas últimas colocadas no Ranking da Continuidade 2017, os pontos verdes as duas melhores e os pontos em azul representam as demais distribuidoras. O ponto amarelo é a ENEL RJ.

²⁷ Mesmo apresentando um dos menores valores de DGC, a distribuidora FORCEL foi classificada em último lugar no ranking porque não apresentou a certificação do processo de apuração dos indicadores, o que é exigido de todas as concessionárias de distribuição.

²⁸ “CAPEX melhoria”, que representa apenas a parcela de investimentos em ativos classificada como melhoria.

²⁹ As Tabelas 4.1 e 4.2 apresentam os resultados apenas de 2017 (Ranking da Continuidade de 2017). Já as Figuras 4.1, 4.2, 4.6, 4.7, 4.8 e 4.9 utilizam dados de qualidade com a média dos valores entre 2013 a 2017.

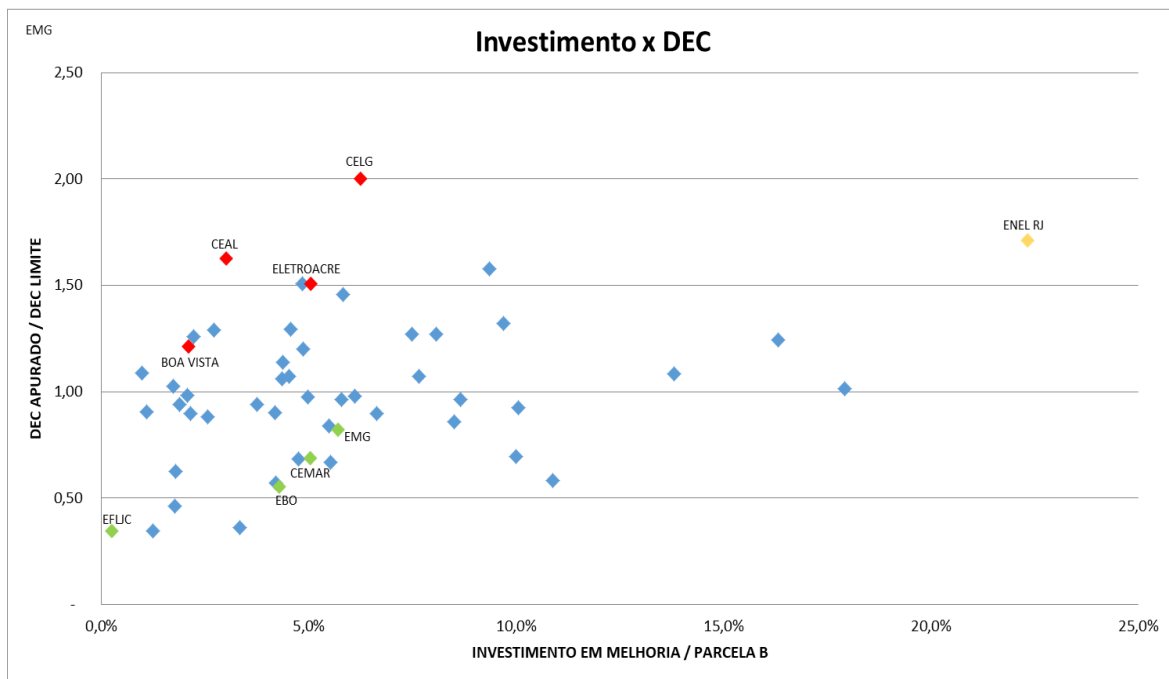


Figura 4.1: Relação entre o investimento em melhoria (CAPEX) e o desempenho quanto à qualidade do serviço das distribuidoras - DEC.

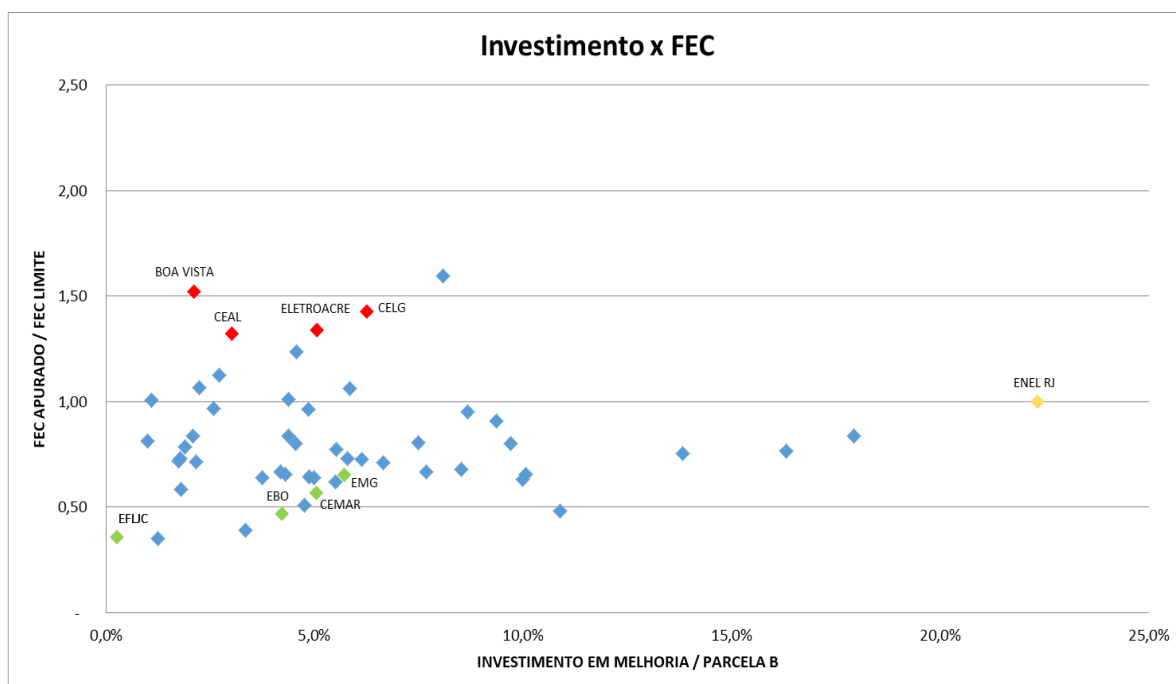


Figura 4.2: Relação entre o investimento em melhoria (CAPEX) e o desempenho quanto à qualidade do serviço das distribuidoras - FEC.

Percebe-se na Figura 4.1 que a relação entre o nível de investimento em melhoria e o desempenho quanto ao indicador DEC apresenta grande dispersão. Existem distribuidoras com baixo investimento e baixo DEC (por exemplo, a distribuidora EFLJC) e existem distribuidoras com baixo investimento e alto DEC (CEAL). Também é possível notar que

existem empresas com alto nível de investimento em melhoria e baixo DEC e aquelas com alto investimento e alto DEC (ENEL RJ). Assim, é possível afirmar que um melhor desempenho quanto à duração equivalente das interrupções não depende exclusivamente do investimento em melhoria.

Analisando-se a Figura 4.2 nota-se que a relação entre o nível de investimento em melhoria e o desempenho quanto ao indicador FEC também apresenta grande dispersão. Existem distribuidoras com baixo investimento e baixo FEC e existem distribuidoras com baixo investimento e alto FEC. Da mesma forma, existem empresas com alto nível de investimento em melhoria e baixo FEC e aquelas com alto investimento e alto FEC. Similarmente ao caso do DEC, nesse indicador o desempenho da distribuidora não está relacionado exclusivamente ao nível de investimento em melhoria.

Comparando-se as Figuras 4.1 e 4.2 com as Tabelas 4.1 e 4.2, nota-se que as distribuidoras com melhores níveis de qualidade em 2017 não apresentam os maiores níveis de investimento, a exemplo da EMG, da CEMAR, da EBO e da EFLJC. As concessionárias com pior qualidade também não estão entre as que menos investem em melhoria, conforme se verifica nos casos da ENEL RJ e CELG. Essa constatação comprova a avaliação anterior de que um maior desempenho quanto à qualidade do serviço não depende exclusivamente do investimento em melhoria (CAPEX).

Ainda da análise das Figuras 4.1 e 4.2 destaca-se a ENEL RJ, que possui o maior nível de investimento em melhoria entre todas as distribuidoras e, ao mesmo tempo, apresenta DEC relativo acima de 1,7. Esse é o segundo pior desempenho quanto a esse indicador entre todas as empresas entre 2013 a 2017, inferior apenas à CELG, com DEC relativo de 2. No FEC, a ENEL RJ também não apresenta desempenho superior, apurando valor apenas igual ao limite regulatório.

Com base nesse resultado da ENEL RJ, que apresenta o maior nível de investimento e um dos piores desempenhos quanto à qualidade, importa analisar mais detalhadamente o comportamento da empresa ao longo dos anos. Por outro lado, de forma complementar, também se analisa o desempenho de empresas que apresentam redução de investimento e melhoria da qualidade. Para esses casos, utiliza-se a CELPA e a CEB.

4.2.1.1 Relação entre a evolução do investimento em melhoria e a evolução da qualidade do serviço

As Figuras 4.3, 4.4 e 4.5 apresentam, para o período de 2010 a 2017, a evolução do desempenho dos indicadores de continuidade e a evolução do nível de investimento em melhoria de ENEL RJ, CEB e CELPA. Para os indicadores DEC e FEC são apresentados os resultados dos valores apurados e os investimentos não estão divididos pelos valores da Parcela B³⁰.

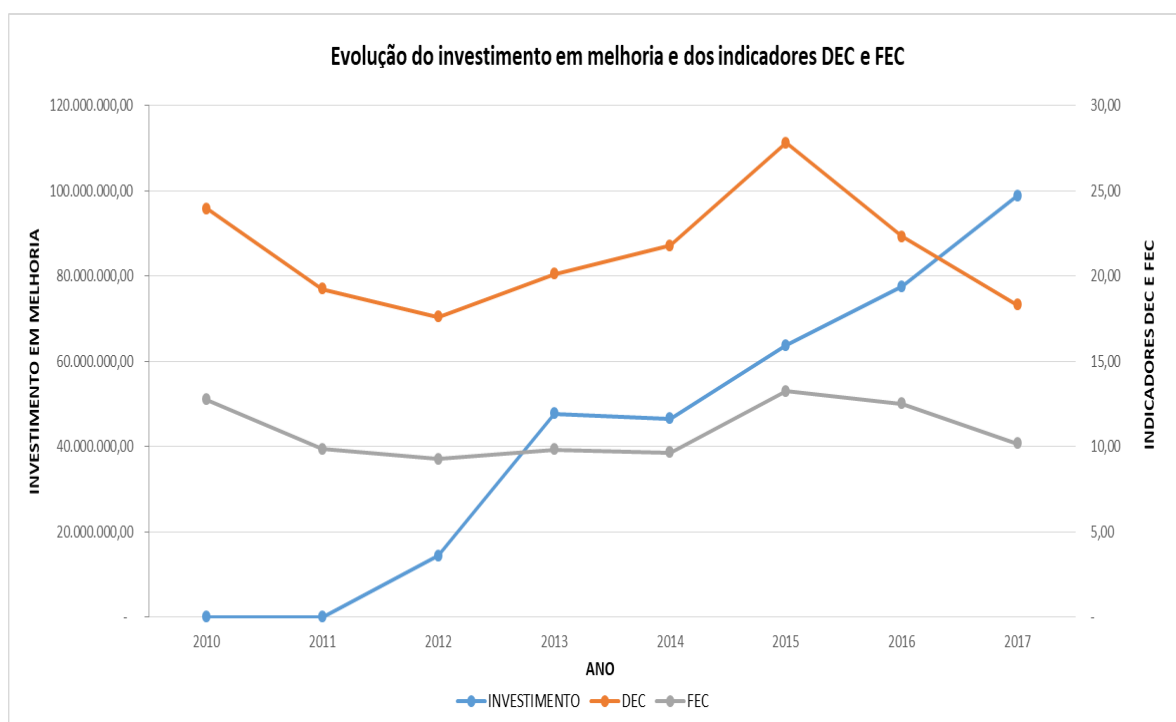


Figura 4.3: Evolução do nível de investimento em melhoria e evolução do desempenho quanto aos indicadores de continuidade no período de 2010 a 2017 – **ENEL RJ**.

³⁰ Nas Figuras 4.3, 4.4 e 4.5 não é apresentada a relação entre os valores apurados e os respectivos limites. Assim, diferentemente das Figuras 4.1 e 4.2, os resultados apresentados são valores apurados (DEC em horas; e FEC em quantidade de interrupções). De forma análoga, nas Figuras 4.3, 4.4 e 4.5 os investimentos não estão normalizados pela Parcela B.

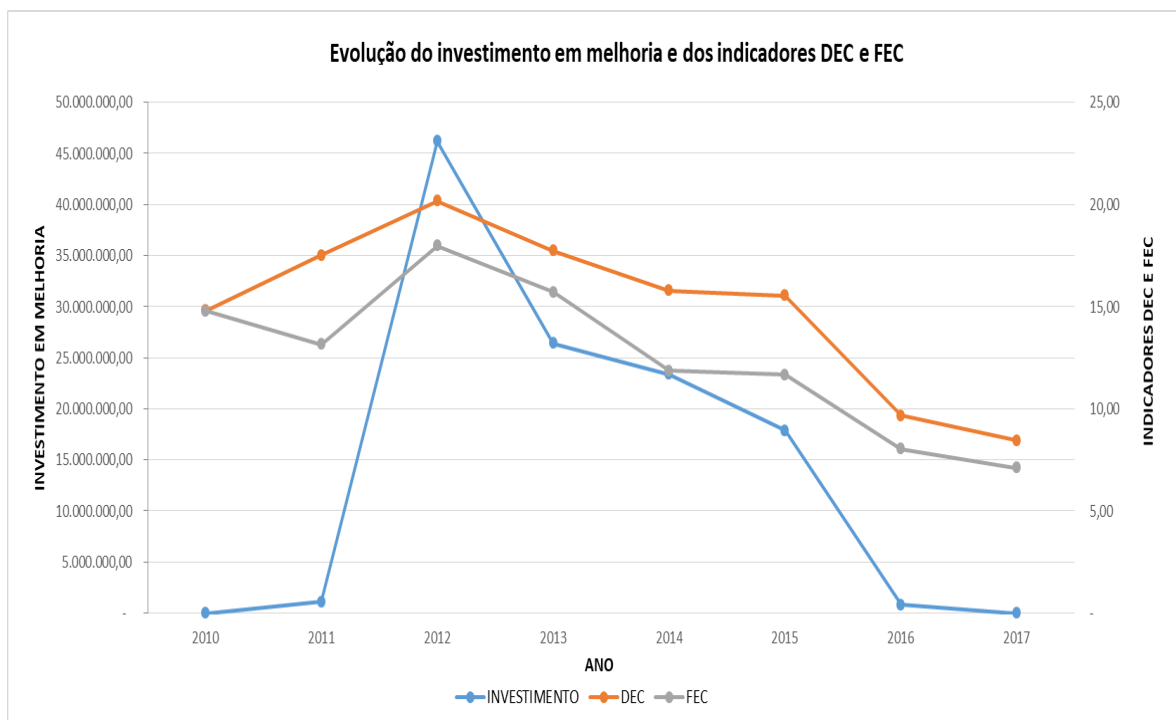


Figura 4.4: Evolução do nível de investimento em melhoria e evolução do desempenho quanto aos indicadores de continuidade no período de 2010 a 2017 – **CEB**.

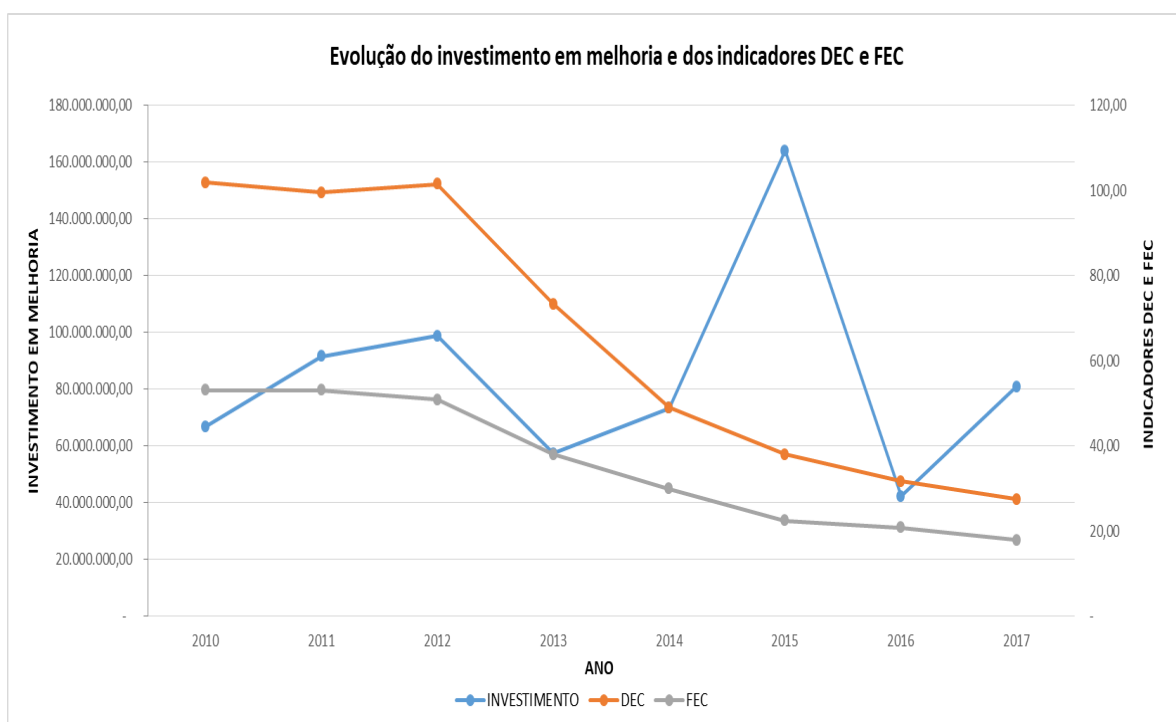


Figura 4.5: Evolução do nível de investimento em melhoria e evolução do desempenho quanto aos indicadores de continuidade no período de 2010 a 2017 – **CELPA**.

Da análise da Figura 4.1 é possível perceber que a ENEL RJ apresentou incremento no nível de investimento em quase todo o período de 2010 a 2017, a única pequena redução é verificada em 2014, quando comparado a 2013. Nesse mesmo período, o indicador DEC apresenta redução entre 2010 e 2012, crescimento entre 2013 e 2015 e nova redução entre 2016 e 2017, levando a duração média das interrupções para patamar equivalente ao de 2012. Assim, pode-se notar que não há uma relação entre o aumento do investimento em melhoria e uma maior qualidade do serviço oferecida aos consumidores. No caso da ENEL RJ, mesmo com investimentos recorrentes os indicadores pioraram até 2015.

Percebe-se na Figura 4.2 que no período de 2010 a 2012 o investimento em melhoria da CEB cresceu em todos os anos, alcançando o valor máximo em 2012. Nesse período, o indicador DEC também apresenta crescimento, o que aponta para aumento da duração das interrupções. Entre 2010 e 2012 o indicador FEC apresenta comportamento oscilante, com redução em 2011 e novo crescimento em 2012. No período de 2013 a 2017 nota-se que os investimentos caem continuamente para níveis similares aos de 2010, enquanto os indicadores de DEC e FEC também são reduzidos de maneira contínua. Dessa forma, no caso da CEB pode-se dizer que não foi o investimento em melhoria que levou ao avanço na qualidade do serviço prestado aos consumidores. Na CEB, mesmo com redução drástica nos investimentos, houve melhoria na qualidade.

Focando-se na Figura 4.3 percebe-se que desde 2013 a CELPA apresenta redução sistemática nos indicadores (com destaque para o DEC). Quanto aos investimentos em melhoria é possível notar que há oscilação, com incremento e redução em diferentes anos do período. Portanto, no caso da CELPA é possível afirmar que a melhoria da qualidade não tem relação direta com o nível de investimento em melhoria. No caso da CELPA, em 2013 ocorreu justamente a mudança de troca de controlador (saída do Grupo Rede e entrada do Grupo Equatorial). Ou seja, a mudança de gestão na empresa explica o progresso na qualidade.

Essa análise das três distribuidoras corrobora a percepção da seção anterior de que não é possível associar o avanço da qualidade do serviço de distribuição diretamente com o nível de investimento em melhoria.

Após a análise da relação entre o investimento em melhoria³¹ e o desempenho da qualidade do serviço, passa-se à análise da relação entre o OPEX e a qualidade. Essa avaliação se fundamenta no fato de que a qualidade do serviço, especialmente na dimensão da duração das interrupções, também depende da estratégia das empresas quanto à operação e à manutenção.

4.2.2 Relação entre os gastos com OPEX e a qualidade do serviço

As Figuras 4.6 e 4.7 apresentam a relação entre os gastos das distribuidoras com OPEX e o desempenho quanto à qualidade do serviço, mensurada pelos indicadores DEC e FEC. Os dados de OPEX estão normalizados pela Parcela B das empresas e representam a média do período de 2013 a 2017. Com respeito à qualidade, são apresentados para a média deste período os resultados da relação entre os valores apurados e os respectivos limites regulatórios.

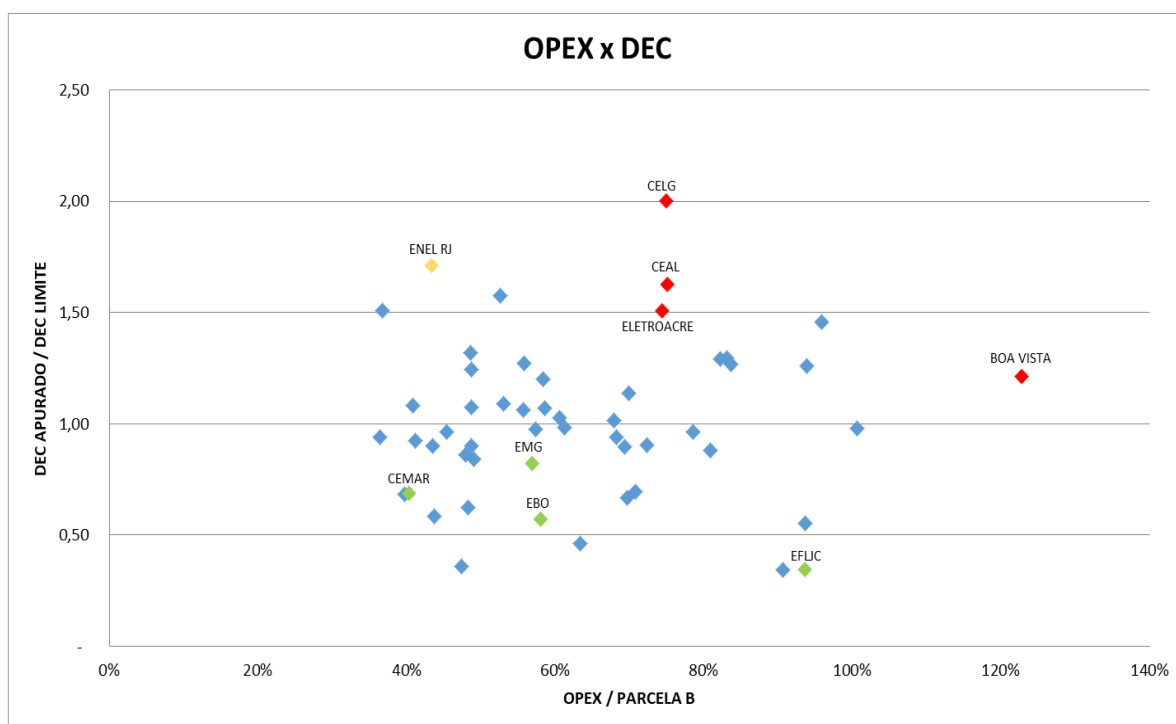


Figura 4.6: Relação entre os gastos das distribuidoras com OPEX e o desempenho quanto à qualidade do serviço - DEC.

³¹ Um dos componentes do CAPEX.

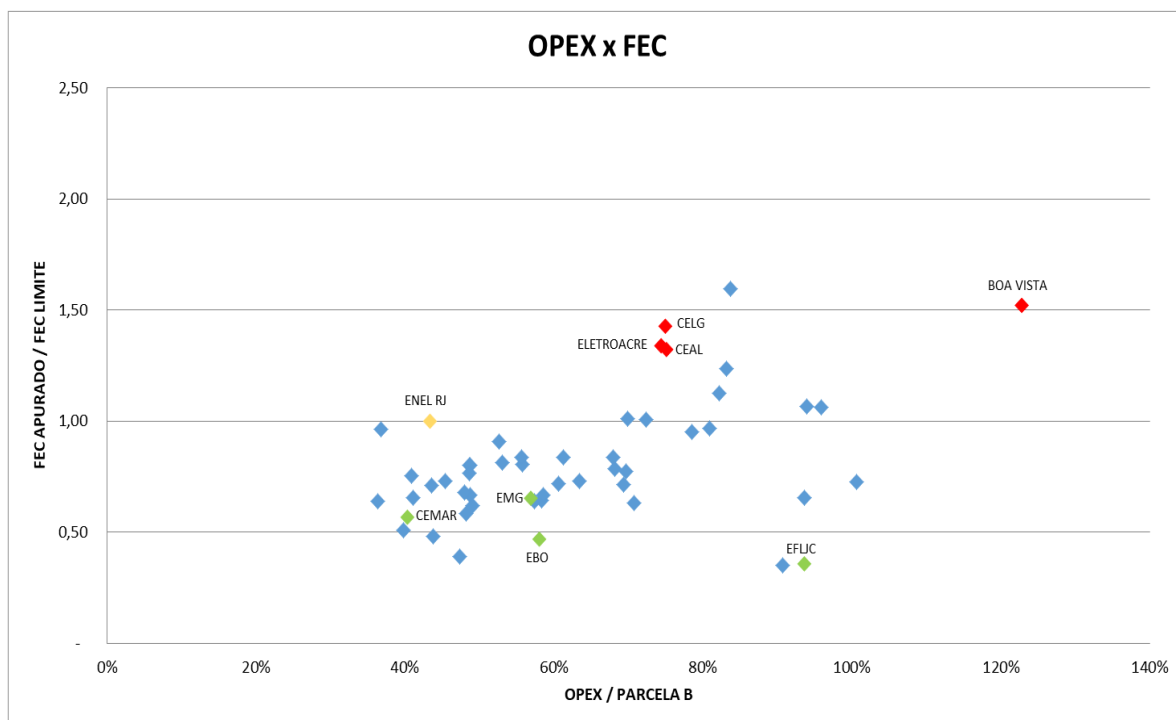


Figura 4.7: Relação entre os gastos das distribuidoras com OPEX e o desempenho quanto à qualidade do serviço - DEC.

Percebe-se na Figura 4.6 que, similarmente ao que se verificou na Figura 4.1, a relação entre o gasto com OPEX e o desempenho quanto ao indicador DEC também apresenta grande dispersão. Existem distribuidoras com baixo OPEX e baixo DEC e existem distribuidoras com baixo OPEX e alto DEC. Também é possível notar que existem empresas com alto OPEX e baixo DEC e aquelas com alto OPEX e alto DEC. Assim, é possível afirmar que um melhor desempenho quanto à duração equivalente das interrupções também não depende exclusivamente do gasto com operação e manutenção.

Analisando-se a Figura 4.7 nota-se que, da mesma forma que se verificou na Figura 4.2, a relação entre o gasto com OPEX e o desempenho quanto ao indicador FEC também apresenta grande dispersão. Existem distribuidoras com baixo OPEX e baixo FEC e existem distribuidoras com baixo OPEX e alto FEC. Da mesma forma, existem empresas com alto OPEX e baixo FEC e aquelas com alto OPEX e alto FEC. De forma semelhante ao que se verificou nas análises anteriores, o desempenho da distribuidora quanto ao FEC também não está relacionado exclusivamente ao nível de gasto com OPEX.

Comparando-se as Figuras 4.6 e 4.7 com as Tabelas 4.1 e 4.2 nota-se que as distribuidoras que entregaram maiores níveis de qualidade a seus consumidores em 2017 não apresentam os melhores níveis de gasto com OPEX, a exemplo da EMG, da CEMAR, e da EBO. A rigor, a CEMAR apresenta um dos menores gastos com operação e manutenção.

As concessionárias com pior qualidade também não estão entre as que menos investem em melhoria, conforme se verifica no caso da CELG, da CEAL, da BOA VISTA e da ELETROACRE. Essa constatação comprova a avaliação anterior de que um maior desempenho quanto à qualidade do serviço também não depende exclusivamente do gasto com OPEX.

Ainda da comparação Figuras 4.6 e 4.7 com as tabelas 4.1 e 4.2 destaca-se que a ENEL RJ, que possui o maior nível de investimento em melhoria entre todas as distribuidoras, apresenta um baixo gasto com OPEX. Essa constatação aponta para uma estratégia da empresa de forçar nos gastos com investimento em detrimento dos gastos com operação e manutenção.

Com vistas a analisar o efeito agregado da relação entre os gastos com investimento em melhoria e dos gastos de OPEX com o desempenho quanto à qualidade do serviço, analisa-se, na sequência, a relação entre o TOTEX³² e os valores relativos dos indicadores de continuidade DEC e FEC.

4.2.3 Relação entre o TOTEX e a qualidade do serviço

As Figuras 4.8 e 4.9 apresentam a relação entre o TOTEX e os valores relativos dos indicadores de continuidade DEC e FEC. Os valores de TOTEX e dos indicadores DEC e FEC indicam a média do período de 2013 a 2017.

³² *Total Expenditure* – TOTEX: gastos totais. Nesta seção, o CAPEX é representado pelo investimento em melhoria (“CAPEX melhoria”), que é apenas uma de suas 3 componentes dos investimentos. Conforme já destacado, além da componente de melhoria, as demais parcelas do CAPEX das distribuidoras são: Renovação e Expansão (o que ainda inclui investimentos do Programa Luz para Todos e de participação financeira). Por conta disso, o TOTEX aqui tratado não equivale ao definido na teoria econômica.

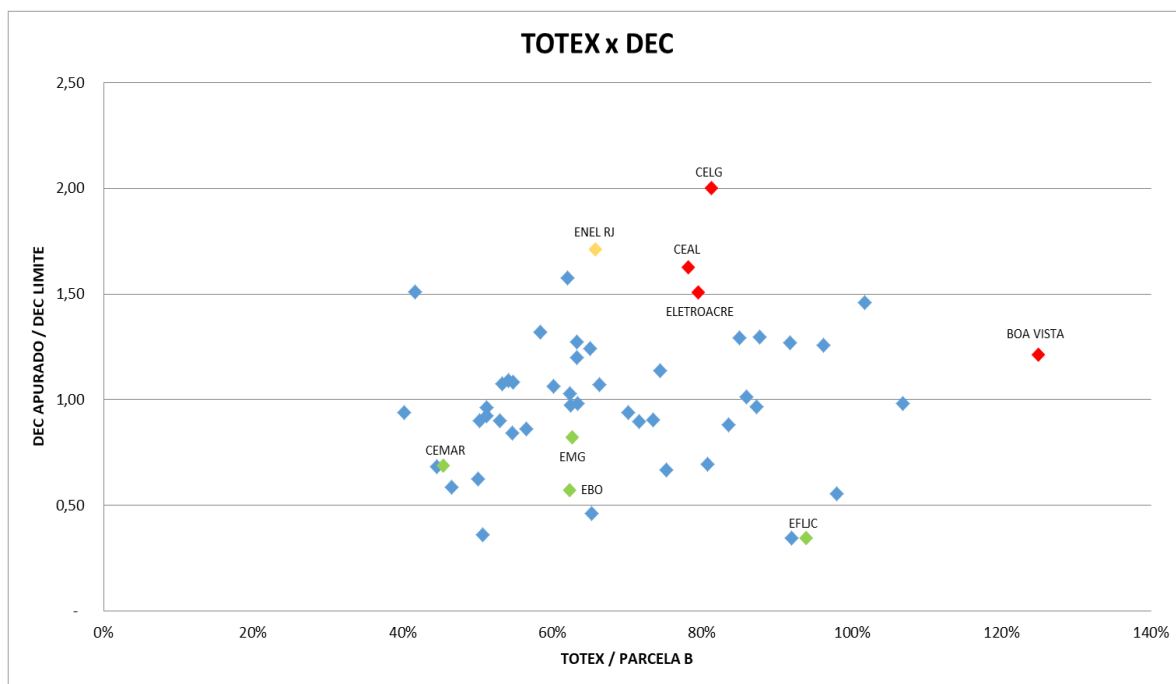


Figura 4.8 Relação entre os TOTES das distribuidoras e o desempenho quanto à qualidade do serviço - DEC.

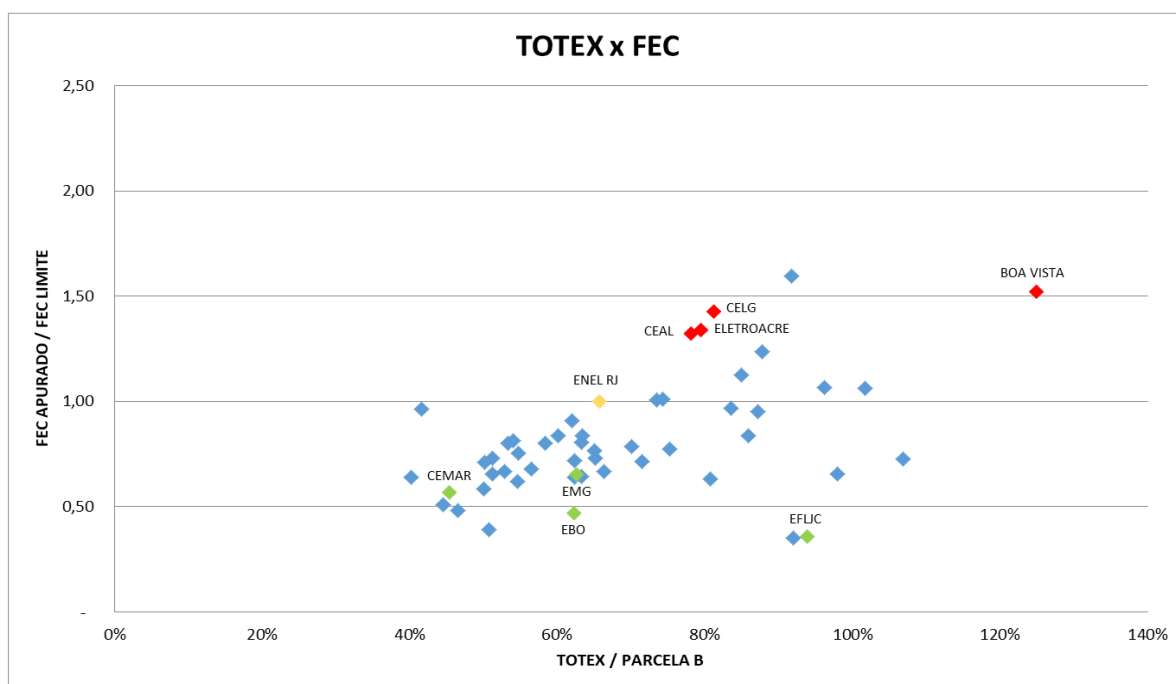


Figura 4.9 Relação entre os TOTES das distribuidoras e o desempenho quanto à qualidade do serviço - FEC.

Percebe-se na Figura 4.8 que, similarmente ao que se verificou nas análises anteriores, a relação entre o com TOTES e o desempenho quanto ao indicador DEC apresenta grande dispersão. Existem distribuidoras com baixo TOTES e baixo DEC e existem

distribuidoras com baixo TOTEX e alto DEC. Também é possível notar que existem empresas com alto TOTEX e baixo DEC e aquelas com alto TOTEX e alto DEC.

Analisando-se a Figura 4.9 também se nota que a relação entre o TOTEX e o desempenho quanto ao indicador FEC apresenta grande dispersão. Existem distribuidoras com baixo TOTEX e baixo FEC e existem distribuidoras com baixo TOTEX e alto FEC. Da mesma forma, existem empresas com alto TOTEX e baixo FEC e aquelas com alto TOTEX e alto FEC.

Portanto, de forma semelhante ao que se verificou nas análises anteriores, o desempenho da distribuidora também não está relacionado exclusivamente ao nível de gastos totais.

Comparando-se as Figuras 4.8 e 4.9 com as Tabelas 4.1 e 4.2 nota-se que as distribuidoras que entregaram melhores níveis de qualidade a seus consumidores em 2017 não apresentam os maiores níveis de TOTEX. Na outra ponta, as concessionárias com pior qualidade também não estão entre as que possuem os menores TOTEX, conforme se verifica no caso da CELG, da CEAL, da BOA VISTA e da ELETROACRE. A rigor, com exceção da EFLJC³³, é possível perceber que as distribuidoras que, de acordo com as Tabelas 4.1 e 4.2, entregam maiores níveis de qualidade apresentam menores valores de TOTEX do que as distribuidoras que entregam pior qualidade.

Ainda da comparação Figuras 4.8 e 4.9 com as Tabelas 4.1 e 4.2 destaca-se que a ENEL RJ, que possui o maior nível de investimento em melhoria entre todas as distribuidoras, apresenta um patamar mediano de TOTEX. Essa constatação aponta que, no que tange ao TOTEX, o alto investimento em melhoria é compensado pelo baixo gasto com OPEX.

Portanto, dessa análise, pode-se dizer que o desempenho quanto à qualidade do serviço não tem uma relação direta com o investimento em melhoria, com o OPEX e, conseqüentemente, com o TOTEX. Constata-se que existe outro fator da estratégia operacional das distribuidoras que influencia com mais intensidade a qualidade do serviço entregue aos consumidores. É possível que esse fator seja a **capacidade de gestão dos**

³³ Os resultados mostram que a EFLJC atingiu bons resultados de qualidade com altos gastos.

recursos da concessão, independentemente da magnitude desses recursos. Esse fator gestão demonstra a **eficiência dos controladores frente aos desafios da empresa**.

Após a análise da relação da estratégia operacional das distribuidoras com a qualidade do serviço, avalia-se o desempenho dessas empresas em relação aos incentivos regulatórios. Nesse ponto, busca-se analisar se um maior nível de qualidade implica em um retorno mais baixo para os acionistas e se é possível conciliar alta qualidade aos consumidores com alto retorno aos acionistas.

4.3 DESEMPENHO DAS DISTRIBUIDORAS QUANTO AO MODELO REGULATÓRIO DE CAPEX E DE OPEX.

As Tabelas 4.3 e 4.4 mostram resultados que indicam a diferença entre o desempenho real e o valor regulatório para cada distribuidora (ou seja, mostram a comparação dos gastos realizados versus os valores cobertos pela tarifa). Verifica-se o quanto esse resultado equivale em pontos percentuais do capital investido, calculado conforme a equação (2) (ANEEL, 2019a).

$$Ri = \frac{WACCreg * (Dreg - Dreal)}{RC} \quad (2)$$

Onde:

Ri: Retorno, positivo ou negativo, propiciado pelo mecanismo regulatório;

WACCreg: Taxa anual referente ao Custo Médio Ponderado de Capital (do inglês, *Weighted Average Cost of Capital - WACC*) regulatório antes de impostos; e

Dreg: Desempenho regulatório, equivalente a receita tarifária para determinado incentivo;

Dreal: Desempenho real, equivalente a despesa incorrida para determinado incentivo; e

RC: receitas regulatórias relacionadas à Remuneração do Capital (RC), que representa a remuneração do capital investido, desde o ingresso do investimento em análise na BRR.

Da análise da equação (2), nota-se que valores positivos indicam menores gastos do que o padrão regulatório, resultando ganho para os acionistas. Valores negativos indicam gastos maiores do que o padrão regulatório, gerando perda para os acionistas.

A Tabela 4.3 apresenta o impacto no retorno médio no período de 2013 e 2017 da resposta das distribuidoras em relação ao modelo de CAPEX³⁴. A avaliação do capital investido foi feita por meio da diferença entre a soma da Remuneração do Capital (RC) e a Quota de Reintegração Regulatória (QRR) incorridas pela empresa e a soma da RC e a QRR previstas na tarifa do ano de análise (ANEEL, 2019a).

Tabela 4.3: Impacto no retorno médio no período de 2013 e 2017 da resposta das distribuidoras em relação ao modelo de CAPEX (ANEEL, 2019a).

Distribuidora	Retorno CAPEX	Distribuidora	Retorno CAPEX
BOA VISTA	12,2%	CPFL Piratininga	-0,1%
CEAL	11,7%	CEB	-0,1%
ELETROACRE	9,1%	ETO	-0,2%
CERON	7,9%	LIGHT	-0,2%
AME	6,1%	CEMIG	-0,4%
EFLJC	2,2%	CPFL Paulista	-0,4%
EMG	1,4%	CEEE	-0,5%
CELESC	1,4%	RGE	-0,5%
ESS	1,4%	CELPA	-0,6%
EDP SP	1,1%	ENEL CE	-0,6%
EBO	1,1%	EMS	-0,8%
CHESP	1,1%	COSERN	-0,9%
ELFSM	1,0%	EPB	-1,0%
SULGIPE	1,0%	CPFL SANTA	-1,3%
HIDROPAN	0,7%	COELBA	-1,3%
ESE	0,7%	EFLUL	-1,4%
MUX ENERGIA	0,4%	ENEL RJ	-1,4%
CEMAR	0,4%	DMED	-1,7%
UHENPAL	0,4%	RGE SUL	-1,7%
ESCELSA	0,3%	CELG	-2,2%
COPEL	0,2%	EMT	-2,8%
ELEKTRO	0,1%	IENERGIA	-3,2%
COCEL	0,1%	COOPERALIANÇA	-3,8%
ELETROPAULO	-0,0%	DEMEI	-5,6%
ENF	-0,0%	ELETROCAR	-6,2%
CELPE	-0,1%		

³⁴ Diferentemente das análises anteriores, nesta seção utiliza-se o conceito teórico de CAPEX, que engloba todas componentes de investimento das distribuidoras. Não foi possível avaliar a respostas das distribuidoras em relação apenas ao investimento em melhorias em virtude da falta de dados desagregados.

Diante dos resultados mostrados na Tabela 4.3, é importante fazer algumas ressalvas. Quando a empresa apresenta um retorno negativo relacionado ao CAPEX não necessariamente é a indicação de um problema – esse resultado mostra que a distribuidora investiu mais que a cobertura tarifária daquele período, mas pode ter obtido outros bons resultados para a concessão (por exemplo, melhoria de qualidade, redução de custos operacionais, redução de perdas ou inadimplência, entre outros). Ademais, esses investimentos serão amortizados e reconhecidos a partir do ciclo tarifário subsequente, o que garante remuneração ao acionista³⁵.

Por outro lado, se a distribuidora apresenta retorno positivo no CAPEX, isso significa que investiu menos que o montante regulatório, o que poderia, no futuro, diminuir seu retorno (ANEEL, 2019a). Ou seja, podem apresentar efeitos positivos de curto prazo, mas que podem afetar alguns resultados, como por exemplo, o desempenho da qualidade do serviço e até mesmo o atendimento ao crescimento de mercado (expansão) daquela área de concessão, demandando outros investimentos posteriores.

Percebe-se na Tabela 4.3 que no período de 2013 a 2017, em relação ao CAPEX, as distribuidoras BOA VISTA (12,2%), CEAL (11,7%), ELETROACRE (9,1%), CERON (7,9%) e AME (6,1%) apresentaram a maior agregação média de retorno ao nível regulatório. Esse resultado aponta que essas empresas fizeram investimentos³⁶ em montantes menores do que aqueles previstos no modelo regulatório para o período³⁷.

Por outro lado, as distribuidoras ELETROCAR (-6,2%), DEMEI (-5,6%), COOPERALIANÇA (-3,8%), IENERGIA (-3,2%) e EMT (-2,8%) apresentaram as maiores reduções médias no retorno regulatório do CAPEX entre 2013 e 2017. Nesse caso, o investimento ficou acima do padrão regulatório previamente previsto.

³⁵ Conforme já comentado, embora exista previsão normativa, as glosas realizadas pela ANEEL são marginais e as distribuidoras têm seus investimentos reconhecidos e remunerados.

³⁶ Soma dos investimentos em expansão, renovação e melhoria.

³⁷ Na Tabela 4.3, os resultados das distribuidoras BOA VISTA, CEAL, ELETROACRE, CERON e AME foram fortemente influenciados pelos anos de 2016 e 2017. Nesse período, essas empresas estavam sob regime especial de Designação (em razão da não renovação de suas concessões, foram designadas pelo Poder Concedente para prestar o serviço de distribuição até a conclusão do processo de licitação para contratação de novo concessionário). Na Tabela 4.3, a CEPISA, que também estava no regime de designação, foi retirada dos resultados por conter dados inconsistentes.

Importa avaliar também a resposta ao modelo de OPEX. A Tabela 4.4 apresenta o impacto no retorno médio no período de 2013 e 2017 da resposta das distribuidoras em relação ao modelo de OPEX.

Tabela 4.4: Impacto no retorno médio no período de 2013 e 2017 da resposta das distribuidoras em relação ao modelo de OPEX (ANEEL, 2019a).

Distribuidora	Retorno OPEX	Distribuidora	Retorno OPEX
MUX ENERGIA	19,5%	LIGHT	-0,5%
CPFL SANTA CRUZ	16,0%	COELBA	-1,1%
ELETROCAR	9,3%	CEMIG	-1,5%
ESS	9,2%	ELETROPAULO	-1,6%
ELEKTRO	8,6%	CELPE	-2,1%
EBO	8,1%	UHENPAL	-2,7%
ESE	7,3%	EMS	-2,8%
ETO	7,3%	COOPERALIANÇA	-3,7%
EPB	6,5%	CELESC	-3,9%
ELFSM	6,4%	ENF	-5,9%
ENEL CE	6,4%	CHESP	-6,2%
EMG	4,6%	CELG	-6,3%
RGE	4,5%	COPEL	-8,0%
CEMAR	4,1%	IENERGIA	-8,1%
CPFL Piratininga	3,5%	COCEL	-8,4%
COSERN	3,3%	CEAL	-8,6%
SULGIPE	2,6%	ELETROACRE	-8,7%
CPFL Paulista	2,2%	CEB	-14,1%
EDP ES	1,9%	EFLJC	-14,7%
EDP SP	1,7%	EFLUL	-15,9%
CELPA	0,8%	DMED	-17,6%
RGE SUL	0,7%	CEEE	-21,6%
DEMEI	0,4%	CERON	-24,6%
HIDROPAN	-0,1%	BOA VISTA	-28,0%
EMT	-0,2%	AME	-69,4%
ENEL RJ	-0,4%		

Percebe-se na Tabela 4.4 que no período de 2013 a 2017, em relação ao OPEX, as distribuidoras MUX ENERGIA (19,5%), CPFL SANTA CRUZ (16,0%), ELETROCAR (9,3%), ESS (17,30%) e ELEKTRO (8,6%) apresentaram a maior agregação média de retorno ao nível regulatório. Esse resultado aponta que essas empresas reduziram gastos de O&M em relação ao padrão regulatório³⁸, agregando valor ao retorno do negócio.

³⁸ Gastaram menos recursos de O&M do que o valor repassado nas tarifas (ou seja, foram mais eficientes do que o nível regulatório).

Considerando o modelo regulatório vigente no período, pode-se supor que a eficiência decorreu, por exemplo, da redução de equipes e da otimização do programa de manutenções.

Por outro lado, as distribuidoras AME (-69,4%), BOAVISTA (-28,0%), CERON³⁹ (-24,6%), CEEE (-21,6%) e DME-PC (-17,6%) apresentaram as maiores reduções médias no retorno regulatório do OPEX entre 2013 e 2017. Nesse caso, ocorreram maiores gastos com O&M em relação ao padrão regulatório e houve redução do valor do retorno do negócio. Nesses casos, pode-se supor, por exemplo, maiores gastos com salários e maior número de equipes.

³⁹ Para custos operacionais, as distribuidoras AME, BOA VISTA, CEAL, ELETROACRE e CERON apresentaram resultados negativos em todos os anos do período em análise (2013 a 2017). Na Tabela 4.4, a CEPISA foi retirada dos resultados por conter dados inconsistentes.

5 CONCLUSÕES

Diante da análise apresentada, conclui-se que há empresas com redução de retorno no CAPEX e qualidade elevada, a exemplo da CELPA, como também empresas com alta agregação de retorno no CAPEX e baixa qualidade, a exemplo da BOA VISTA. De outra forma, há empresas com redução de retorno no OPEX e alta qualidade, a exemplo da CEB, e empresas com agregação de retorno no OPEX e baixa qualidade, como a ENEL RJ.

Dessa forma, não é necessário elevar o nível de gastos (operacionais e de capital) para apresentar qualidade mais elevada: nos pontos mostradas nas Figuras 4.8 e 4.9⁴⁰, existem empresas com gastos menores (distribuidoras localizadas na parcela mais à esquerda da “nuvem” de pontos) e com bons resultados de qualidade (pontos localizados na parte mais inferior da “nuvem”). Um exemplo nessa condição é a distribuidora CEMAR.

Com base em tudo que foi discutido, entende-se que, a depender da estratégia empresarial, no modelo regulatório vigente é possível apresentar agregação de retorno no CAPEX e no OPEX e, ao mesmo tempo, apresentar qualidade elevada do serviço aos consumidores.

Para se obter bons resultados nas duas frentes (boa qualidade e bom retorno aos acionistas) e ainda atingir objetivos como modicidade tarifária (à medida que não são realizados gastos elevados), é necessário aplicar uma estratégia operacional eficiente. Trata-se da capacidade de gestão dos controladores, que implica na assertividade das decisões da empresa, direcionando recursos estritamente necessários para a resolução dos desafios (direcionamento dos esforços para as ações que tragam maiores ganhos). Por exemplo, trata-se da escolha em fazer a obra certa para resolver determinado problema de qualidade. Trata-se do direcionamento correto para os gastos de O&M.

Assim a capacidade de gestão está relacionada ao gerenciamento de projetos. As atividades de planejamento, de operação e de campo/execução podem ser aperfeiçoadas e otimizadas. As empresas podem se utilizar de métodos alternativos de gestão de

⁴⁰ Raciocínio análogo vale para as Figuras 4.1, 4.2, 4.6 e 4.7.

processos e de pessoas, otimização de despacho de equipes (quantificação, localização, treinamento de equipes) e diversas outras ações.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL (2000). **Resolução nº 024/2000 - Estabelece as disposições relativas à continuidade da distribuição de energia elétrica nos seus aspectos de duração e frequência, a serem observadas pelas concessionárias e permissionárias de serviço público de energia elétrica às unidades consumidoras.** Disponível em <http://biblioteca.aneel.gov.br>.

ANEEL (2014). **Nota Técnica nº 102/2014-SRD/ANEEL - Revisão da metodologia de definição de limites para os indicadores de continuidade DEC e FEC das distribuidoras (Processo: 48500.002670/2014-60).** Disponível em <http://aneel.gov.br/consulta-processual>.

ANEEL (2016a). **Resolução Normativa nº 747/2016 – Estabelece critérios para limitação de distribuição de dividendos e pagamento de juros sobre o capital próprio em razão da violação de indicadores de continuidade, para as concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica com contratos de concessão que contenham cláusulas relativas à restrição de proventos.** Disponível em <http://biblioteca.aneel.gov.br>.

ANEEL (2016b). **Nota Técnica nº 173/2016-SRD/ANEEL - Análise da regulamentação da continuidade do fornecimento de energia elétrica, com enfoque sobre a avaliação dos custos relacionados à confiabilidade do serviço de distribuição (Processo nº 48500.005911/2016-94).** Disponível em <http://aneel.gov.br/consulta-processual>.

ANEEL (2019a). **Nota Técnica nº 27/SRM/SGT/SPE/SRD-2019/ANEEL - Avaliação de Resultado Regulatório (ARR) da regulação por incentivos do segmento de distribuição de energia elétrica, avaliando o ambiente regulatório quanto à utilização de tecnologias na melhoria do serviço, na eficiência energética e no desenvolvimento do negócio (Processo nº 48500.000018/2019-15).** Disponível em <http://aneel.gov.br/consulta-processual>. **Dados, Modelos e Resultados - Consulta Pública nº 03/2019.** Disponível em <http://www.aneel.gov.br/participacao-publica>.

ANEEL (2019b). **Procedimentos de Distribuição – PRODIST (Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica)**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/prodist>.

ANEEL (2019c). **Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET (Submódulo 2.5 – Fator X)**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>.

ANEEL (2019d). **Compensação pela Transgressão dos Limites de Continuidade**. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/indicadores-de-compensacao-de-continuidade>.

ANEEL (2019e). **Indicadores Coletivos de Continuidade (DEC e FEC)**. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/indicadores-coletivos-de-continuidade>

ANEEL (2019f). **Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET (Submódulo 2.2 – Custos Operacionais)**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>.

ANEEL (2019g). **Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET (Submódulo 2.4 – Custo de Capital)**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>.

ANEEL (2019h). **Plano de Desenvolvimento da Distribuição - PDD: Investimentos em obras realizadas**. Disponível em www.aneel.gov.br >> Informações Técnicas >> Regulação do Setor Elétrico >> Distribuição >> Conteúdos Relacionados à Distribuição > Plano de Desenvolvimento da Distribuição (PDD).

ANEEL (2019i). **Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP**.

ANEEL (2019j). **Ranking da Continuidade (Indicador de Desempenho Global de Continuidade – DGC)**. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/ranking-da-continuidade>.

CEER - *Council of European Energy Regulators* (2016). **6th CEER Benchmarking Report on The quality of Electricity and Gas Supply**. Bruxelas, Bélgica.

DNAEE - Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (1978). **Portaria nº 046/1978 (Revogada) - Estabelece as disposições relativas à continuidade de serviço a serem observadas pelos concessionários de serviço público de energia elétrica no fornecimento de energia elétrica a seus consumidores**. Disponível em <http://biblioteca.aneel.gov.br>.

FUMAGALLI, E., Lo SCHIAVO, L., DELESTRE, F. (2007). *Service Quality Regulation in Electricity Distribution and Retail*. Springer, Berlin.

MAS-COLELL, A.; WHINSTON, M.D.; GREEN, J.R. (1995). *Microeconomic Theory* Oxford University Press, Oxford-New York.

SAMUELSON, Paul A. e NORDHAUS, William D. (2005), **Economia**. 18ª Edição, McGraw-Hill, Madrid, 2005.