

Universidade Federal de Goiás
Faculdade de Administração, Ciências Contábeis e Ciências Econômicas
Programa de Pós-Graduação em Economia - PPE

Análise econômica dos indicadores de continuidade da Celg Distribuição

Marcos Eduardo de Souza Lauro

Dissertação apresentada para obtenção do título de Mestre em
Economia Aplicada. Área de concentração: Economia da
Energia.

Goiânia
2018

**TERMO DE CIÊNCIA E DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAR
VERSÕES ELETRÔNICAS DE TESES E DISSERTAÇÕES
NA BIBLIOTECA DIGITAL DA UFG**

Na qualidade de titular dos direitos de autor, autorizo a Universidade Federal de Goiás (UFG) a disponibilizar, gratuitamente, por meio da Biblioteca Digital de Teses e Dissertações (BDTD/UFG), regulamentada pela Resolução CEPEC nº 832/2007, sem ressarcimento dos direitos autorais, de acordo com a Lei nº 9610/98, o documento conforme permissões assinaladas abaixo, para fins de leitura, impressão e/ou *download*, a título de divulgação da produção científica brasileira, a partir desta data.

1. Identificação do material bibliográfico: ☒ Dissertação ☐ Tese

2. Identificação da Tese ou Dissertação:

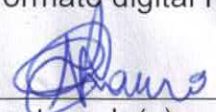
Nome completo do autor: MARCOS EDUARDO DE SOUZA LAURO

Título do trabalho: Análise econômica dos indicadores de continuidade da Celg Distribuição

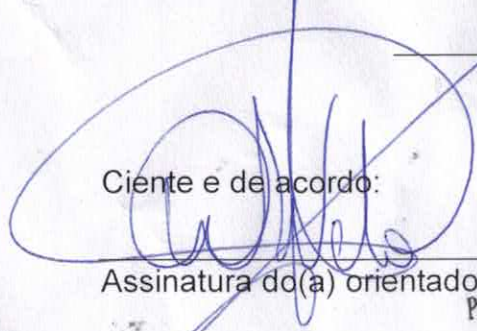
3. Informações de acesso ao documento:

Concorda com a liberação total do documento ☒ SIM ☐ NÃO¹

Havendo concordância com a disponibilização eletrônica, torna-se imprescindível o envio do(s) arquivo(s) em formato digital PDF da tese ou dissertação.


Assinatura do(a) autor(a)²

Ciente e de acordo:


Assinatura do(a) orientador(a)²

Prof. Waldemiro Alcântara da Silva Neto
Professor Adjunto SIAPE 1847897
FACE/UFG

Data: 17 / 07 / 2018

¹ Neste caso o documento será embargado por até um ano a partir da data de defesa. A extensão deste prazo suscita justificativa junto à coordenação do curso. Os dados do documento não serão disponibilizados durante o período de embargo.

Casos de embargo:

- Solicitação de registro de patente;
- Submissão de artigo em revista científica;
- Publicação como capítulo de livro;
- Publicação da dissertação/tese em livro.

² A assinatura deve ser escaneada.

Marcos Eduardo de Souza Lauro

Análise econômica dos indicadores de continuidade da Celg Distribuição

Orientador:

Prof. Dr. **Waldemiro Alcântara da Silva Neto**

Co-orientador:

Prof. Dr. **Sandro Eduardo Monsueto**

Dissertação apresentada para obtenção do título de Mestre em
Economia Aplicada. Área de concentração: Economia da
Energia.

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor, através do
Programa de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da UFG.

DE SOUZA LAURO, MARCOS EDUARDO

Análise econômica dos indicadores de continuidade da Celg
Distribuição [manuscrito] / MARCOS EDUARDO DE SOUZA LAURO. -
2018.

76 f.: il.

Orientador: Prof. Dr. Waldemiro Alcantara da Silva Neto; co
orientador Dr. Sandro Eduardo Monsueto.

Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Goiás,
Faculdade de Administração, Ciências Contábeis e Ciências
Econômicas (FACE), Programa de Pós-Graduação em Economia, Goiânia,
2018.

Bibliografia. Anexos.

Inclui siglas, mapas, abreviaturas, gráfico, tabelas, lista de
figuras, lista de tabelas.

1. Indicadores de Continuidade. 2. Interrupção de Energia Elétrica.
3. Enel Distribuição Goiás. 4. Estatística Espacial. 5. Decomposição de
Oaxaca. I. Alcantara da Silva Neto, Waldemiro , orient. II. Título.

CDU 33



ATA DE DEFESA PÚBLICA DE DISSERTAÇÃO

Aos treze dias do mês de julho de 2018, no horário de 8:30 horas às 10:20 horas, foi realizada, em sessão pública na sala 2110 da FACE, a defesa da dissertação *Análise econômica dos indicadores de continuidade da Celg Distribuição*, de autoria do discente Marcos Eduardo de Souza Lauro, do Programa de Pós-Graduação em Economia – PPE da Universidade Federal de Goiás.

A Comissão Examinadora, constituída pelo Professor Waldemiro Alcântara da Silva Neto, da Universidade Federal de Goiás (UFG)/PPE/(Membro Interno/Orientador), Professora Sabrina Faria de Queiroz, da Universidade Federal de Goiás (UFG)(Membro Externo) e pelo Professor Antônio Marcos de Queiroz, da Universidade Federal de Goiás (UFG) (Membro Externo), emitiu o seguinte parecer/recomendações:

Resultado Final:

☒ Aprovado

☐ Reprovado

Recomendações:

Eu, Waldemiro Alcântara da Silva Neto, orientador do discente, lavrei a presente Ata, que segue assinada por mim e pelos demais membros da Comissão Examinadora.

Prof. Dr. Waldemiro Alcântara da Silva Neto (Orientador/Presidente/PPE/UFG)

Profa. Dra. Sabrina Faria de Queiroz (Examinadora/Membro Externo/UFG)

Prof. Dr. Antônio Marcos de Queiroz (Membro Externo/UFG)

Goiânia, 13/07/2018.

Aos meus pais e aos meus amigos de trabalho da Celg/Enel, que pacientemente me apoiaram para a conclusão deste ciclo.

Agradecimentos

À Deus, pela vida e pela resiliência que me foi proporcionada e por me permitir aprender cada vez mais que tudo tem seu tempo.

Aos meus pais e irmãos, pelas orações para que tudo ocorresse bem e paciência nas minhas ausências.

Aos meus orientadores Neto e Sandro, pelas várias correções, reuniões e conselhos desde a graduação, cuja paciência, empatia e flexibilidade permitiram a produção deste trabalho de forma tranquila.

Aos amigos do PPE, Lucas, Raylla, Roberta e Viviane, pelo ambiente de confiança, compartilhamento e companheirismo criado na turma e aos meus amigos Marcelo e Paula adicionalmente pelos três meses extremos (de estudos) que vivemos academicamente.

Aos amigos de trabalho da Celg pelo apoio e confiança. À Eliana Kyomi pela oportunidade e indicação em participar do Projeto de P&D; à Tuanne por estar sempre disponível em ajudar e tirar dúvidas (e servir de conselheira também); ao Ximenes, Renato e Emerson, pela paciência e liberação para cursar as disciplinas, seminários e reuniões do mestrado sempre que foi necessário.

À todas aquelas amigadas que construí ao longo destes 8 anos de FACE-UFG e que levo para a vida, especialmente àqueles do “Bonde dos Economistas & Agregados” e ao “Mais que amigos, friends!”.

A todos vocês, meus sinceros agradecimentos. Sem vocês, eu não teria chegado até aqui.

Vocês não sabem o prazer que é finalizar este mestrado!

“Vamos fazendo”.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
1.1 Histórico e estrutura do Setor Elétrico Brasileiro	3
1.2 Mecanismos regulatórios de incentivo à qualidade do fornecimento de energia elétrica no Brasil.....	6
1.3 Indicadores de continuidade.....	9
REFERÊNCIAS	15
2 - ANÁLISE ESPACIAL DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE DA CELG DISTRIBUIÇÃO	17
RESUMO	17
ABSTRACT	17
2.1 INTRODUÇÃO.....	18
2.2 METODOLOGIA.....	20
2.2.1 A base de dados	20
2.2.2 Os efeitos espaciais.....	23
2.3 RESULTADOS	25
2.3.1 Distribuição espacial dos indicadores de continuidade da Celg D	25
2.3.2 Análise de correlação espacial global dos indicadores de continuidade da Celg D	28
2.3.3 Análise de correlação espacial local dos indicadores de continuidade da Celg D	30
2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	33
REFERÊNCIAS	35
3 – DETERMINANTES DA DURAÇÃO DAS INTERRUPÇÕES NO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA DA CELG DISTRIBUIÇÃO	37
RESUMO	37
ABSTRACT	37
3.1 INTRODUÇÃO.....	37
3.2 REVISÃO EMPÍRICA	39
3.3 METODOLOGIA.....	43
3.3.1 Dados e modelagem.....	44
3.3.2 Decomposição de Oaxaca	45
3.4 RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	47
3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	54
REFERÊNCIAS	55
4 - CONSIDERAÇÕES FINAIS	57
ANEXO I - CAUSAS E GRUPOS DE CAUSAS DAS INTERRUPÇÕES DA CELG D. 60	

RESUMO: A presente dissertação tem o objetivo de avaliar a qualidade do serviço prestado pela Celg Distribuição, por meio de seus indicadores de continuidade, a fim de propor ações de melhoria para a empresa. Avalia-se, por meio de metodologias inéditas para o tema, análise espacial e decomposição de Oaxaca, os indicadores coletivos de duração e frequência equivalente das interrupções (DEC e FEC), por meio de uma base de dados formada a partir de mais de 200 milhões de observações, relativas à todas as interrupções ocorridas entre 2014 e 2016 na área de concessão da distribuidora. Os principais resultados apontam que há um problema estrutural com a extrapolação dos limites regulatórios dos indicadores da distribuidora, colocando-a como pior distribuidora do Brasil nos últimos anos, problema que foi acentuado a partir da transferência de controle acionário do Estado de Goiás para a União, em 2011. Este problema apresenta-se de forma heterogênea ao longo dos cerca de 200 mil km² da área de concessão, cujo problema se concentra nas regiões do interior do Estado de Goiás. Além disso, verifica-se diferenças relevantes no que tange a região metropolitana de Goiânia (REMG) e o interior do Estado quanto às durações das quedas de energia. Com a pesquisa, quatro ações são propostas para a empresa, sendo elas a de aplicar ações dos melhores conjuntos elétricos àqueles onde a situação é mais crítica; pleitear junto ao órgão regulador a redefinição dos limites regulatórios; identificar a causa primária da interrupção e; definir uma política de manutenção específica para o interior do estado de Goiás, região cujo problema da continuidade é mais acentuado que na Grande Goiânia.

Palavras-chave: Indicadores de Continuidade; Interrupção de Energia Elétrica; Enel Distribuição Goiás; Estatística Espacial; Decomposição de Oaxaca.

ABSTRACT: The purpose of this dissertation is to evaluate the quality of the service provided by Celg Distribuição, through its indicators of continuity, a measure of performance improvement for a company. Evaluation through unpublished methodologies for analysis, spatial analysis and decomposition of Oaxaca, indicators of DEC and FEC and duration of interruptions, through a database formed from more than 200 million observations, to all interruptions occurred between 2014 and 2016 in the concession area of the distributor. The results point to a structural problem with the extrapolation of the regulators of distribution indicators, transferring them to the state of Goiás for the Union, in 2011. This problem is heterogeneous throughout the 200,000 km² concession area, whose problem is concentrated in the interior regions of the State of Goiás. In addition, it verifies the relevant differences, as well as the metropolitan region of Goiânia (REMG) and the interior of the State, with regard to the installations of the power outages. In order to respond, action is more critical; plead with the regulator; identify the primary cause of the outage; .with a policy definition for the interior of state of Goiás, a region whose problem is most pronounced that in the Greater Goiânia.

Keywords: Brazilian Electric Sector; Power interruptions; Enel Distribuição Goiás; Spatial econometrics; Decomposition of Oaxaca.

Lista de Figuras

Introdução

Figura 1.1 – Estrutura atual do SEB	5
Figura 1.2 – Evolução anual do DEC apurado e DEC Limite, Celg D, 2000-2016	10
Figura 1.3 – Evolução anual do FEC apurado e FEC Limite, Celg D, 2000-2016	10
Figura 1.4 – Evolução mensal do DEC apurado e DEC Limite, Celg D, 2014-2016	11
Figura 1.5 – Evolução mensal do FEC apurado e FEC Limite, Celg D, 2014-2016	11
Figura 2.1 – Regionais – Celg D	20
Figura 2.2 – Convenção “rainha” de contiguidade	25
Figura 2.3 – DEC (horas) anual por conjunto elétrico, Celg D, 2014-2016	25
Figura 2.4 – FEC (quantidade) anual por conjunto elétrico, Celg D, 2014-2016	25
Figura 2.5 – Δ DEC (horas) anual, por conjunto elétrico, Celg D, 2014-2016	26
Figura 2.6 – Δ FEC (quantidade) anual, por conjunto elétrico, Celg D, 2014-2016	26
Figura 2.7 – <i>Clusters</i> LISA – FEC (em frequência), por conjunto elétrico, Celg D, 2014-2016	29
Figura 2.8 – <i>Clusters</i> LISA – DEC (em horas), por conjunto elétrico, Celg D, 2014-2016	30
Figura 2.9 – <i>Clusters</i> LISA – Δ DEC (em horas), por conjunto elétrico, Celg D, 2014-2016	31
Figura 2.10 – <i>Clusters</i> LISA - Δ FEC, por conjunto elétrico, Celg D, 2014-2016.....	31

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Teste de correlação espacial global univariado – DEC e FEC	27
Tabela 2.2 - Teste de correlação espacial global univariado – MDEC e MFEC	28
Tabela 3.1 – Estatísticas descritivas da duração das interrupções de energia elétrica	47
Tabela 3.2 – Duração total das interrupções por causa, 2014	48
Tabela 3.3 – Modelo de determinação da duração das interrupções, 2014	49
Tabela 3.4 – Decomposição de Oaxaca	53

Lista de Quadros

Quadro 1.1 – Modelos do SEB ao longo do tempo	4
Quadro 1.2 – Indicadores de continuidade utilizados na Europa	13
Quadro 3.1 – Síntese dos determinantes dos indicadores de duração das interrupções de energia elétrica	42
Quadro 3.2 – Descrição e fonte das variáveis utilizadas	44

Lista de siglas e abreviações

AA	<i>Cluster Alto-Alto</i>
AB	<i>Cluster Alto-Baixo</i>
AGR	Agência Goiana de Regulação, Controle e Fiscalização de Serviços Públicos
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional de Petróleo
ASIDI	<i>Average System Interruption Duration Index</i>
ASIFI	<i>Average System Interruption Frequency Index</i>
BA	<i>Cluster Baixo-Alto</i>
BB	<i>Cluster Baixo-Baixo</i>
BT	Baixa Tensão
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEER	Conselho Europeu de Reguladores do Setor Elétrico
Celg D	Celg Distribuição
CHESP	Companhia Hidroelétrica São Patrício
CI	<i>Customer interruptions</i>
CML	Customer Minutes Lost
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
DEC	Duração Equivalente da Interrupção
DECLIM	Limite regulatório do indicador de Duração Equivalente de Interrupção
DGC	Desempenho Global de Continuidade
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FEC	Frequência Equivalente da Interrupção
FECLIM	Limite regulatório do indicador de Frequência Equivalente de Interrupção
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
LISA	<i>Local Indicator of Spatial Association</i>
MAE	Mercado atacadista de energia
min.	Minutos
MME	Ministério de Minas e Energia
MT	Média Tensão
NIEPI	<i>Equivalent number of interruptions related to the installed capacity</i>
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
REMG	Região Metropolitana de Goiânia
RTA	Reajuste Tarifário Anual
RTE	Reajuste Tarifário Extraordinário
RTP	Revisão Tarifária Periódica
SAIDI	<i>System Average Interruption Duration Index</i>
SAIFI	<i>System Average Interruption Frequency Index</i>
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
T-SAIDI	<i>Transformer System Average Interruption Duration Index</i>
T-SAIFI	<i>Transformer System Average Interruption Frequency Index</i>

1. INTRODUÇÃO

Nos anos de 2016 e 2017, a Enel Distribuição Goiás (antiga Celg D) figura como a pior distribuidora de energia elétrica do país no que tange os seus indicadores de continuidade no fornecimento de energia elétrica, de acordo com o *Ranking* do Indicador de Desempenho Global de Continuidade (DGC), da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), dentre as 63 maiores distribuidoras brasileiras. Contudo, há previsão de recursos tanto para investimento, uma vez que foi indicado pelo Grupo Enel que até 2020 serão investidos cerca de R\$ 2 bilhões de reais na rede da distribuidora, quanto para manutenção, uma vez que a distribuidora tem cerca de R\$1 bilhão por ano para alocação com seus custos de Manutenção, Pessoal, Material e Serviços, o que mostra a disponibilidade de recursos para mitigação deste problema (GOIÁS, 2017; ANEEL, 2018).

Verifica-se também que a qualidade do serviço prestado está aquém àquela estabelecida pela ANEEL; há recursos previstos tanto para investimento, como para manutenção, cuja a alocação envolve decisões complexas, devido à área de concessão extensa (cerca de 200 mil km²) e população atendida (cerca de 6 milhões de pessoas). Os dados mostram que a empresa enfrenta um desafio constante, típico de monopólios naturais, que é um *trade-off* entre alocação de recursos para redução dos seus indicadores de continuidade, e consequente melhoria de qualidade, especialmente aqueles cujo resultado implica em penalizações financeiras e aqueles que determinam a permanência da concessão e os indicadores coletivos de duração (Duração Equivalente da Interrupção, DEC) e frequência (Frequência Equivalente da Interrupção, FEC) (ALMEIDA, 2012; ANEEL, 2018).

Cabe ressaltar que a Celg D foi privatizada com a transferência do controle acionário para o Grupo Enel ao final do ano 2016. Assim, a análise realizada versa sobre o período em que a Celg D era uma empresa pública, enquanto que as sugestões de ações e políticas serão direcionadas à Enel Distribuição Goiás. É nesse contexto que o presente trabalho foi realizado, não só buscando contribuir para a academia, mas também com a finalidade de apoio em decisões que busquem solucionar este problema que assola o Estado de Goiás ao longo dos últimos anos (ANEEL, 2018).

Portanto, o objetivo deste trabalho é avaliar os indicadores de continuidade no fornecimento de energia elétrica para Celg Distribuição, a fim de propor ações para a Enel Distribuição Goiás. Para tanto, organiza-se esta dissertação em dois artigos, cujos objetivos gerais compõe o objetivos específicos do trabalho:

- Avaliar a presença de padrões espaciais das interrupções de fornecimento de energia elétrica entre os conjuntos elétricos da distribuidora;
- Verificar quais os determinantes da duração das interrupções de energia para a Celg D.

Os dados utilizados foram disponibilizados pela Distribuidora à Universidade Federal de Goiás, no âmbito do Projeto de P&D 6072 da Agência Nacional de Energia Elétrica, coordenado pela Celg Distribuição: Análise econômicas dos indicadores de continuidade da Celg D. Foram utilizados dados inéditos, originais e que totalizam mais 200 milhões de observações referentes à todas as interrupções que ocorreram nos anos de 2014, 2015 e 2016. Contudo, os dados foram agregados a fim de avaliar-se as interrupções. Além disso, as metodologias aplicadas (Análise de *Cluster*, no segundo capítulo e Decomposição de Oaxaca, no terceiro capítulo) são de escassa aplicação no ramo da Economia da Energia e inéditas no que tange os indicadores de continuidade. Dados e metodologia, juntos, contribuem para a originalidade do trabalho.

Adicionalmente, a relevância deste trabalho está na economicidade buscada com as sugestões de ações e de políticas para a empresa, relativas aos indicadores de energia elétrica que reduzam as compensações pagas aos consumidores pela transgressão do limite regulatório dos indicadores de continuidade (que soma R\$431 milhões entre 2000 e 2017) aos consumidores (cerca de 6 milhões de pessoas) e ainda aumentam o bem estar destes que terão maior continuidade no fornecimento do serviço de energia elétrica, seja em sua residência ou em seu negócio. Ademais, a distribuidora mitiga o risco de perder a concessão, uma vez que o aditivo contratual assinado pela Enel, ao assumir a Celg D, indica que a não reversão da tendência dos indicadores de continuidade até 2022 implica a perda da concessão (ANEEL, 2018; IBGE, 2018).

A relevância deste trabalho também está no fato de que a empresa possui um montante de cerca de R\$ 1 bilhão por ano para despesas com pessoal, material, serviços e manutenção (relacionado ao DEC) e pretende investir cerca de R\$2 bilhões (que está relacionado com o FEC) até 2020 na rede elétrica da Enel Distribuição Goiás. Direcionar investimentos e gastos com manutenções aos pontos focais do problema torna-se essencial, uma vez que a área de concessão é extensa (cerca de 200 mil km² de extensão), e heterogênea do ponto de vista geográfico econômico de estrutura da rede elétrica (ANEEL, 2018; IBGE, 2018).

A aplicabilidade desta pesquisa está no fato de que estão sendo utilizados dados oficiais, cuja distribuidora tem obrigação legal de manter, pela indicação de problemas reais já

identificados não somente pela ANEEL, ao divulgar o *ranking* DGC, e pelos consumidores, quando acessam aos meios de comunicação reclamar da “falta de energia” e também pelos acionistas, que já se posicionaram quanto ao investimento na rede de distribuição, reconhecendo a necessidade de mitigar o problema da continuidade na área de concessão do Estado de Goiás. Afirma-se, portanto, que esta investigação é não só inédita do ponto de vista acadêmico, mas também relevante do ponto de vista econômico e cuja aplicabilidade existe para a distribuidora analisada (ANEEL, 2018).

Esta introdução contempla uma breve apresentação do histórico e da estrutura do setor elétrico, bem como um panorama geral dos indicadores de continuidade da Celg D no contexto das teorias regulatórias e de comparações internacionais. Com isso, busca-se contextualizar o problema da continuidade do fornecimento de energia elétrica na área de concessão da Celg D. Cabe destacar que o objetivo não é o de esgotar o assunto, que é complexo e denso. Mas, o detratar o tema e inserir a Celg D no contexto da regulação da qualidade. Além desta introdução, outros dois capítulos e uma conclusão geral completam o trabalho.

1.1 Histórico e estrutura do Setor Elétrico Brasileiro

Este item apresenta um breve histórico do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) no contexto da Teoria Econômica da Contestabilidade, ou, simplificada, Teoria da Concorrência. De acordo com essa teoria, decompõe-se o setor em segmentos e, conforme suas características, verifica-se a forma da intervenção da regulamentação e governamental. Para os seguimentos ou funções que se revelam concorrenciais ou contestáveis do ponto de vista da sua resposta de mercado para atender ao interesse da sociedade, abre-se o submercado à concorrência ou competição: os preços, qualidade e serviço passam a ser objeto das forças de mercado (assim ocorre com a geração e transmissão de energia elétrica no Brasil) Por outro lado, para segmentos ou funções monopolísticas, abre-se à concorrência com competição no mercado mediante concessões (caso do segmento de distribuição de energia elétrica): preços, qualidade e obrigações de serviço são fixados por contratos com o regulador. Desta forma, cria-se a possibilidade da regulação setorial (SCHWARTZ, 1986).

No SEB, o segmento da distribuição de energia está dividido entre 62 concessionárias com área de concessão que não se sobrepõem, motivo pelo qual a regulação está muito presente (ANEEL, 2017). Contudo, Fiani (2001, p. 7) enuncia que:

“[...] uma conclusão geral poderia ser que, exceto em casos muito específicos, a concessão não representa um instrumento satisfatório para promover a contestabilidade de um setor que, tecnologicamente, se apresente como um

monopólio natural. Assim, o instrumento da concessão deve vir acompanhado de um conjunto de normas de regulação econômica que, entre outras coisas, procure investigar, nos momentos de renovação da concessão, a possibilidade do concessionário extrair rendas ordinárias”.

Em sua evolução, o Setor Elétrico Brasileiro apresentou três fases distintas, conforme sintetizado no Quadro 1.1, que pontua as principais características dos três modelos do setor. As mudanças setoriais acompanharam o cenário de alterações do setor elétrico internacional, pois o modelo tradicional com monopólios estatais nacionais verticalizados dava sinais claros de esgotamento e de falta de investimentos (PEANO, 2005).

Características	Modelo antigo (Até 1997)	Modelo de livre mercado (1997 a 2003)	Novo modelo (A partir de 2004)
Financiamento	Recursos públicos	Recursos públicos e privados	Recursos públicos e privados
Estrutura dos negócios	Integração vertical	Geração, distribuição, transmissão e comercialização	Geração, distribuição, transmissão e comercialização
Relacionamento público-privado	Predominantemente empresas estatais	Abertura e ênfase nos processos de privatização	Coexistência de empresas privadas e empresas públicas
Estrutura de mercado	Monopólios	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores	Cativos	Cativos e livres	Cativos e livres
Estrutura tarifária	Tarifas reguladas em todos os seguimentos.	Preços livremente negociados na geração e comercialização	Ambiente de contratação livre e regulado
Mercado	Regulado	Livre	Coexistência entre mercado livre e regulado
Planejamento de expansão	Grupo de coordenação para planejamento dos sistemas elétricos	Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Negócio de pesquisa de energia
Contrato	100% do mercado	95% do mercado	100% do mercado
Sobras/escassez de energia elétrica	Dividido entre os compradores	Liquidado no Mercado Atacadista de Energia (MAE)	Liquidado na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

Quadro 1.1 – Modelos do SEB ao longo do tempo

Fonte: Ferreira *et al.* (2015).

Na primeira fase do SEB, que perdurou até 1997, houve a criação dos principais órgãos que o compõe atualmente e a partir de então, com a adaptação e a criação de políticas, normas e regulamentos que, como uma indústria de base, passaram a nortear não só o próprio setor,

mas também os demais, sendo uma etapa com forte atuação estatal. A segunda foi caracterizada basicamente pelo livre mercado. Por fim, na terceira e atual, constam as adaptações e criações de normas com critérios cada vez mais rígidos, caracterizando um modelo misto e renovado (FERREIRA *et al.*, 2015). As informações apresentadas permitem pressupor que as alterações significativas no setor ocorreram nas últimas três décadas. Estas mudanças foram caracterizadas, em geral, pela redução do papel do Estado como administrador de empresas no SEB e a intensificação do mesmo como regulador setorial. Esta evolução levou à constituição da estrutura atual do SEB, apresentada na Figura 1.1.

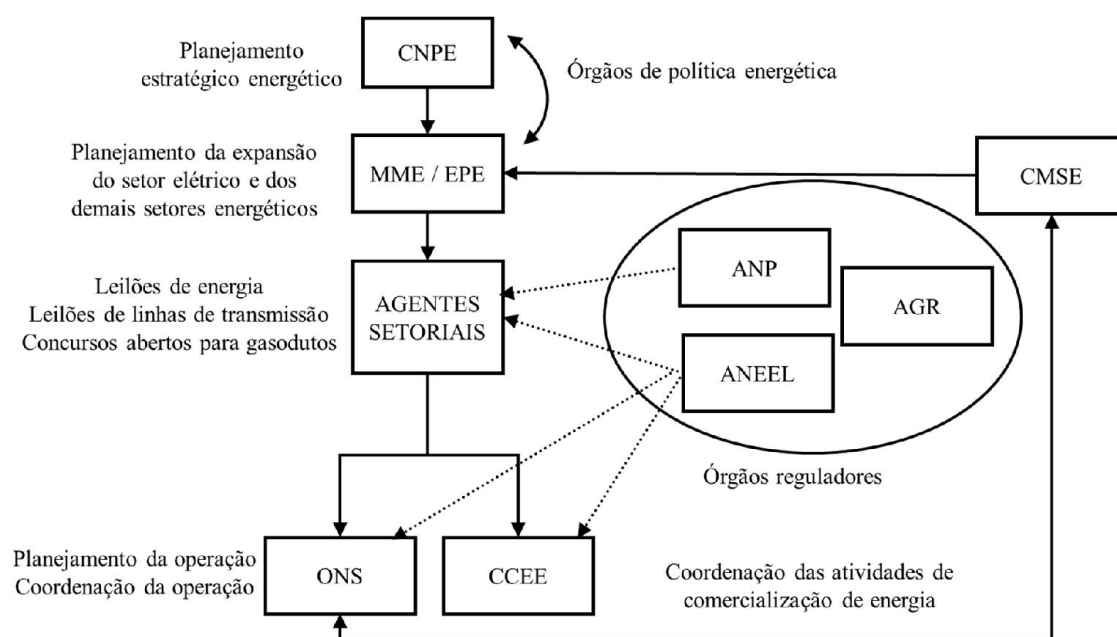


Figura 1.1 – Estrutura atual do SEB

Fonte: NERY (2012, p. 51).

E quanto à sua estrutura, o setor de energia brasileiro está composto por vários órgãos (Figura 1.1). Em escala nacional, o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE é o responsável pelo planejamento estratégico energético. Atuando como órgãos de política energética, juntamente com o CNPE, existe o Ministério de Minas e Energia e a Empresa de Pesquisa Energética, ambos responsáveis pelo planejamento da expansão do setor elétrico e dos demais setores vinculados. Por sua vez, a função de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento energético em todo o território nacional cabe ao Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE. Neste cenário, os agentes setoriais (distribuidoras, geradoras e transmissoras, por exemplo) são diretamente moderados pelas

agências reguladoras do setor, a saber a Agência Nacional de Petróleo – ANP e a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Estas agências reguladoras fiscalizam e traduzem na forma de normas, regulamentos e padrões com foco em atender ao planejamento setorial (NERY, 2012).

O setor de distribuição, foco deste trabalho, é caracterizado pelo monopólio estabelecido por região geográfica. No Brasil, principalmente nas regiões Norte e Nordeste, a área de concessão corresponde aos limites geográficos estaduais, enquanto que há, principalmente no Estado de São Paulo e no Rio Grande do Sul, concessionárias com áreas de abrangência menores que a do estado, totalizando 63 distribuidoras de energia elétrica no Brasil.

Há também áreas de concessões descontínuas que ultrapassam os limites geográficos do Estado Sede. Em Goiás, há duas distribuidoras, a Celg D e a CHESP (Companhia Hidroelétrica São Patrício), sendo que a Celg tem a concessão de 237 dos 246 municípios goianos, divididos em 148 conjuntos elétricos¹ (ANEEL, 2018).

1.2 Mecanismos regulatórios de incentivo à qualidade do fornecimento de energia elétrica no Brasil

O setor elétrico apresenta os seguintes segmentos: geração, transmissão, comercialização e distribuição. De acordo com a Teoria da Contestabilidade, os seguimentos com funções monopolísticas, o mercado é gerido por meio de concessões, como ocorre no Brasil, onde preços, qualidade e obrigações de serviço são fixados por contratos com o regulador. Desta forma, cria-se a possibilidade da regulação setorial, entendida como o conjunto de princípios, normas, regras e processos de decisão que garantem a estabilidade de uma economia. A teoria aponta que a regulação tem dois objetivos principais conflitantes: reduzir custo e extrair renda da firma (incidir em lucro). Desta forma, surge o *trade-off* entre a provisão de incentivo e extração de renda, levando à necessidade da regulação setorial, como ocorre com o setor de distribuição, em que 63 distribuidoras dividem a concessão/permissão da distribuição de energia no território brasileiro, sem sobreposição de áreas de atuação (SCHWARTZ, 1986; PEANO, 2005).

¹ Os conjuntos elétricos são áreas geográficas contínuas definidas a cada ciclo tarifário pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a fim de estabelecer critérios de qualidade do serviço prestado pela distribuidora, especialmente no que tange aos indicadores de continuidade do serviço, estando restritos à área de concessão de cada distribuidora, mas não aos limites municipais, podendo conter no máximo 100.000 (cem mil) unidades consumidoras, e contendo subestações de energia que alimentem somente unidades consumidoras de um único conjunto elétrico (ANEEL, 2018).

Neste contexto, existem dois mecanismos extremos de regulação de preços. O primeiro é o modelo de preço fixo que permite que a firma incorpore toda a sua variação de produtividade, porém a deixa mais exposta a fatores exógenos, tenham eles impactos negativos ou positivos em seu custo. O segundo mecanismo é o *cost plus*, que não oferece incentivo à produtividade da firma, uma vez que o preço incorpora todo o custo do serviço. Este segundo modelo foi utilizado por muitos anos no SEB e pôde ter contribuído significativamente com a situação atual do setor. Contudo, o modelo atual situa-se entre estes dois modelos (PEANO, 2005).

No Setor Elétrico Brasileiro (SEB), a qualidade da energia está dividida em três grupos: qualidade do serviço, qualidade do produto e qualidade do tratamento de reclamações. A qualidade do serviço é definida pela continuidade da distribuição de energia: mensura-se por meio da quantidade de vezes e duração das interrupções no fornecimento de energia elétrica, repousando sobre estes grupos os indicadores de continuidade no fornecimento. A importância da questão da qualidade leva à criação de mecanismos de garantia de qualidade dos monopólios, o que exige alguns mecanismos alternativos de regulação da qualidade. A literatura destaca seis mecanismos: *benchmarks* (regulação por comparação), ajuste do preço teto, compartilhamento de lucros, compensações financeiras, padrões mínimos de qualidade e publicações de informações (ANEEL, 2018).

Em relação ao *benchmarks*, divide-se as empresas em grupos de acordo com algumas características em comum, cria-se a imagem da empresa de referência dentro de cada grupo utilizada pelo regulador para nortear as demais e, por fim, são estabelecidos padrões de limites que norteiam o estabelecimento de preços das empresas. No SEB, a metodologia já fora aplicada, por exemplo, para definição das metas com custos operacionais do setor (PEANO, 2005; ANEEL, 2018).

Quanto ao ajuste do preço teto, este tem a finalidade incentivar as empresas por meio de reajustes de preços que podem acontecer com a renovação de contratos ou ainda em intervalos menores. No Brasil, os reajustes de tarifa acontecem por três formas: Reajustes Tarifários Anuais (RTA), Revisões Tarifárias Periódicas (RTP) e Reajustes Tarifários Extraordinários (RTE). Nos reajustes tarifários, a ANEEL insere um fator referente à qualidade na tarifa, visando incentivar a qualidade por meio da geração de receitas para distribuidoras que estejam acima da meta e punindo as que estão aquém (ROVIZZI e THOMPSON, 1995;

AJODHIA e HAKVOORT, 2005; PEANO, 2005; FUMAGALLI e SCHIAVO, 2007; SIMAB e HAGHIFAM, 2012; ANEEL, 2018).

Por sua vez, com a divisão de lucros, o regulador estabelece critérios que levam ao compartilhamento de ganhos entre a firma e os consumidores. No SEB, um exemplo é o que ocorre com as multas pagas pelos consumidores que ultrapassam o consumo limite contratado. No esquema de compensações aos consumidores, o preço e a qualidade estão intimamente ligados, e desvios em relação ao limite regulatório podem gerar penalidades ou ganhos. Este modelo já é utilizado em outros países como, por exemplo, o Reino Unido. No Brasil, a ANEEL estabelece compensações financeiras aos consumidores que tiverem seus indicadores de continuidades transgredidos pela distribuidora, sendo que não há compensações de cobrança a maior por qualidade acima do limite regulatório (ROVIZZI e THOMPSON, 1995; PEANO, 2005; AJODHIA e HAKVOORT, 2005; FUMAGALLI e SCHIAVO, 2007; SIMAB e HAGHIFAM, 2012; ANEEL, 2018).

Estabelecendo padrões mínimos de qualidade, a firma regulada sujeita-se a atender certos padrões de qualidade, podendo ser punida não só financeiramente, mas também com a perda de concessão caso ultrapasse os limites regulatórios. A ANEEL se norteia pelos indicadores de continuidade para verificar estes padrões mínimos de qualidade. Por fim, o regulador pode ainda usar a publicação de informações sobre a performance em qualidade. Por meio deste instrumento, o regulador promove as firmas que têm níveis de qualidade altos. No SEB, a ANEEL divulga o *Ranking* de Desempenho Global de Continuidade (Ranking DGC) anualmente com o objetivo de situar as distribuidoras em relação a sua qualidade relativa às demais (ROVIZZI e THOMPSON, 1995; AJODHIA e HAKVOORT, 2005; FUMAGALLI e SCHIAVO, 2007; SIMAB e HAGHIFAM, 2012).

Os seis mecanismos supracitados contribuem para que sejam atingidos dois grandes objetivos: a qualidade do monopólio natural, em geral, e a Qualidade de Energia Elétrica (QEE), em particular. Com isso, busca-se alcançar os quatro objetivos a serem considerados na tarifação dos monopólios naturais, que são: sinalizar os preços adequados ao uso racional do produto; garantir o autofinanciamento da empresa, protegendo o consumidor de tarifas excessivas; gerar incentivos para os investimentos da firma e; garantir que o investimento seja remunerado depois que ele tenha sido realizado (GOMÉZ-LOBO E VARGAS, 2002).

1.3 Indicadores de continuidade

Este item apresenta as similaridades entre o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) e de outros países, uma vez que a evolução e as características do SEB, não são exclusivas do Brasil, pois o avanço recente do setor favoreceu a padronização de processos internacionais. De fato, muito do que ocorre no Brasil foi inspirado em experiências internacionais, pois, no setor elétrico de diversos países, observa-se, atualmente, várias similaridades. Algumas semelhanças dessas empresas com o Brasil são: a regulação desse serviço no país é complexa, considerando continuidade, conformidade e atenção comercial (Argentina e Bolívia), concessionárias distribuidoras têm remuneração baseada em custos padrões e concessionárias modelos (Chile); os clientes têm liberdade para escolher seu fornecedor de energia elétrica (Noruega); regulação da continuidade e atenção comercial aos clientes (Estados Unidos da América); modelo de preço limite que, teoricamente, tem baixo incentivo ao investimento (Inglaterra e País de Gales) (HASSIN, 2003).

Apresenta-se a seguir os indicadores de continuidade no SEB e algumas experiências internacionais com o objetivo de melhor compreensão das variáveis de análise desta pesquisa, ou seja, os indicadores de continuidade brasileiros. As equações 1 e 2 representam a fórmula de apuração do indicador de Duração Equivalente de Interrupção (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção (FEC):

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} t(i)}{Cc} \quad (1)$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} n(i)}{Cc} \quad (2)$$

Em que:

- i : índice de unidades consumidoras atendidas em baixa tensão ou média tensão faturadas do conjunto;
- $n(i)$: número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração;
- $t(i)$: tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora considerada ou ponto de conexão, no período de apuração;

- C_c : número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em Baixa Tensão (BT) ou Média Tensão (MT).

Neste contexto, verifica-se a evolução dos indicadores coletivos de continuidade da Celg D. Ao longo dos anos, a empresa apresentou períodos distintos em relação à realização dos seus indicadores coletivos de continuidade. Dessa forma, tanto o DEC quanto o FEC da distribuidora apresentam uma trajetória que pode ser dividida em três períodos (2000-2003, 2004-2010 e 2011-2016), conforme apresentados nas Figuras 1.2 e 1.3. Adicionalmente, a trajetória do limite regulatório apresenta-se decrescente devido ao fato de que a ANEEL incorpora nesta o ganho de produtividade das distribuidoras, contrapondo-se ao aumento no valor dos indicadores apurados no período (ANEEL, 2018).

A partir de 2000 o DEC e o FEC da Celg D apresentaram piora significativa. No primeiro período, que perdurou até 2003, o DEC apurado estava abaixo do limite regulatório. Com a reforma do setor elétrico, inicia-se a segunda fase e, a partir de 2003, os indicadores ficaram próximos do limite regulatório. Entre 2004 e 2011, nomeadamente terceira fase, os valores apurados e realizados estavam próximos do limite regulatório, sendo que a partir de 2011 houve ultrapassagem desse limite, atingindo um pico em 2015.

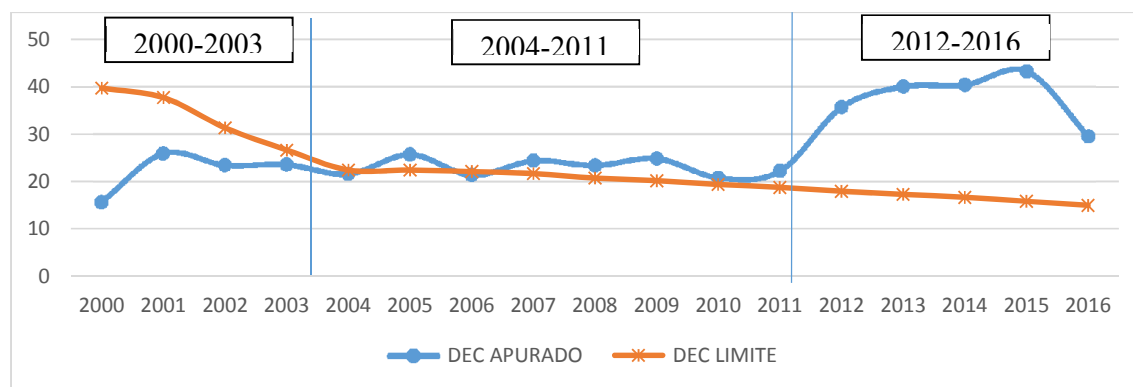


Figura 1.2 – Evolução anual do DEC apurado e DEC Limite, Celg D, 2000-2016

Fonte: ANEEL (2017).

Considerando que em 2011 não houve grandes transformações regulatórias, a possível explicação desta quebra estrutural deve-se aos fatores internos ligados possivelmente à venda de parte da empresa ao Governo Federal, pois o Governo do Estado de Goiás quitou parte de sua dívida com a união entregando-lhe 50,3% das ações da Celg D. Pode-se, portanto, afirmar que dois grandes acontecimentos afetaram o DEC e FEC da Celg D: a reforma do setor elétrico em 2003 e a venda de parte do capital da empresa à Eletrobrás, em 2011 (CELG D, 2018).

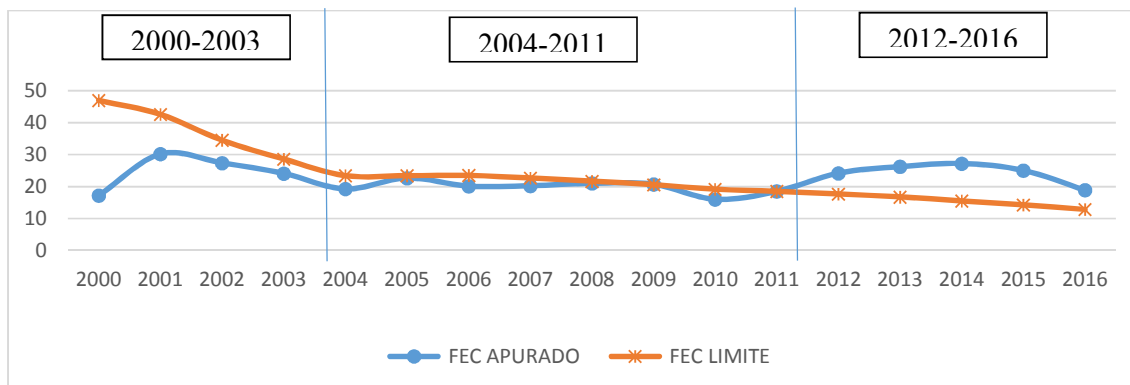


Figura 1.3 – Evolução anual do FEC apurado e FEC Limite, Celg D, 2000-2016
Fonte: ANEEL (2017).

Em relação ao DEC e FEC mensais, as Figuras 1.4 e 1.5 apresentam esta evolução para os indicadores realizados no período que será modelado nas etapas seguintes da pesquisa: janeiro de 2014 a dezembro de 2016. Comparam-se os valores realizados com o limite regulatório anual mensalizado por uma sazonalização *flat*, de modo que a soma dos limites mensais resulte no limite regulatório anual.

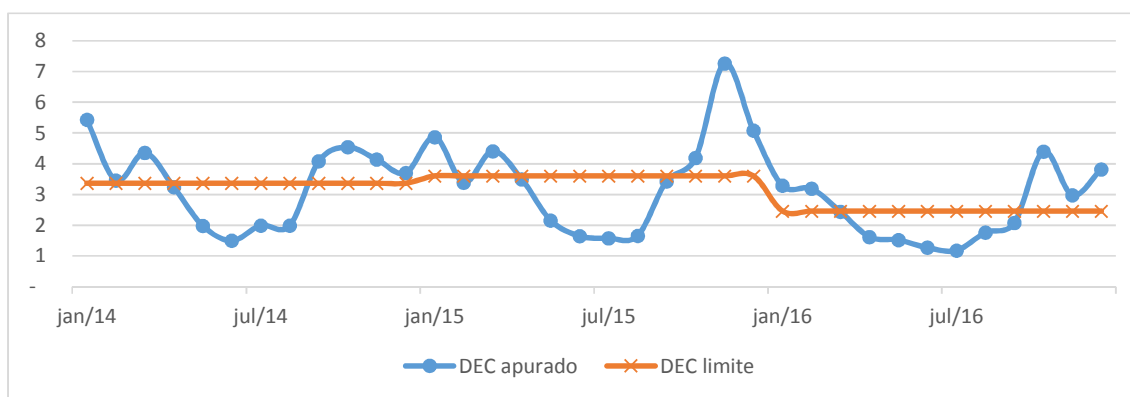


Figura 1.4 – Evolução mensal do DEC apurado e DEC Limite, Celg D, 2014-2016.
Fonte: ANEEL (2017).

A evolução mensal dos indicadores de qualidade permitem observar que no início do ano os indicadores estão maiores que os limites regulatórios, apresentando queda, com ponto mínimo em torno do mês de junho e voltando a subir a partir de então, a princípio devido ao início do período chuvoso e a maior incidência de raios. Portanto, verifica-se que além de variações anuais significativas, também há fortes indícios de sazonalidade nos indicadores analisados. Com uma curva no formato de “U” para ambos os indicadores, o que reforça a

necessidade de inclusão de variáveis para controle de sazonalidade em modelos que utilizem o agrupamento mensal dos índices de qualidade.

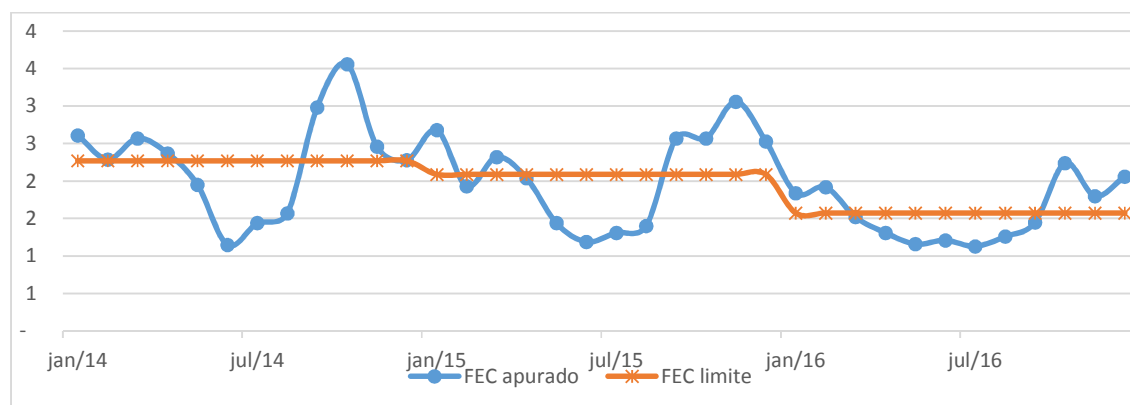


Figura 1.5 – Evolução mensal do FEC apurado e FEC Limite, Celg D, 2014-2016

Fonte: ANEEL (2017).

Quanto ao registro e apuração de indicadores de continuidade em outros países, verificou-se que, além de todos os países europeus, outros como, por exemplo, Austrália, Indonésia, Quênia, Estados Unidos da América também utilizam indicadores de continuidade para aferirem a qualidade de seus serviços de distribuição. Dentre estes, todos utilizam ao menos algum equivalente do DEC e do FEC. No relatório mais recente do Conselho Europeu de Reguladores do Setor Elétrico (*Council of European Energy Regulators – CEER*), constam informações mais detalhadas para os países europeus (CEER, 2016).

Estes indicadores apresentam similaridades com os indicadores de países europeus. Em relação aos indicadores utilizados na Europa, observa-se que o SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*), equivalente do DEC, e o SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*), equivalente do FEC são os indicadores mais comuns. Todavia, outros indicadores também são utilizados em menor frequência. O Quadro 1.2 apresenta os indicadores de continuidade utilizados na Europa, bem como as interrupções consideradas para fins de apuração destes indicadores e a forma de medição. Ressalta-se que há também indicadores de continuidade utilizados na transmissão de energia, contudo, não estão listados por não se tratar do escopo dessa pesquisa.

Os indicadores utilizados na Europa podem ser agrupados em dois grandes grupos. O primeiro grupo, minutos perdidos por ano, inclui SAIDI, *Customer Minutes Lost (CML)*, *Average System Interruption Duration Index (ASIDI)*, *Transformer System Average Interruption Duration Index (T-SAIDI)*, “Equivalent interruption time related to the installed

capacity” (TIEPI). No segundo grupo, número de interrupções por ano, além do SAIFI, incluem *Customer interruptions* (CI), *Average System Interruption Frequency Index* (ASIFI), *Transformer System Average Interruption Frequency Index* (T-SAIFI) e *Equivalent number of interruptions related to the installed capacity* (NIEPI)”. Observa-se, assim, que há grandes semelhanças entre os indicadores brasileiros e europeus quanto aos seus tipos e agrupamentos, considerando que essa classificação também pode ser observada no caso nacional (CEER, 2016)

Quanto às interrupções evidenciadas, observa-se que a maioria dos países considera interrupções com duração maior que 3 minutos, uma parcela menor considera as interrupções com duração maior ou igual a 3 minutos, como é feito no Brasil, e, outra parcela considera todas as interrupções, independentemente de sua duração. De toda forma, nota-se novamente que há semelhanças entre o que se aplica no Brasil e na Europa, com certa vantagem para o Brasil, onde as distribuidoras podem registrar em seus bancos de dados quaisquer agrupamentos de causas desde que estejam associadas às causas determinadas pela ANEEL nos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) (CEER, 2016).

Em relação às causas de interrupções registradas nos países europeus, verifica-se similaridades entre elas, inclusive com muitas causas idênticas às utilizadas no Brasil. Contudo, algumas causas não são utilizadas no Brasil, sendo divididas em dois grupos: no primeiro grupo estão as causas não aplicáveis devido às condições geográficas do país (movimento do solo, utilizada da Holanda, por exemplo); no segundo grupo estão as causas que, mesmo não aplicadas, seriam aplicáveis e poderiam dar mais detalhes aos registros brasileiros de interrupções como, por exemplo, estresse operacional, envelhecimento/desgaste e efeitos feedback causados em outras redes (CEER, 2016).

Destas experiências internacionais, foram verificadas semelhanças entre os indicadores de continuidade de outros países e cálculos feitos no Brasil e no exterior, com algumas poucas diferenças em relação ao nível de abertura dos indicadores, que aparentemente é mais detalhado no Brasil (por incluir indicadores mensais e trimestrais) e com uma gama maior de registro de causas. Consideram-se essas semelhanças como sendo positivas, uma vez que como aponta CEER (2016) espera-se que num futuro próximo possa existir uma base de dados global com informações sobre as interrupções de energia elétrica.

Assim, o objetivo desta introdução foi contextualizar o tema da qualidade do serviço, especificamente os indicadores de continuidade utilizados no Brasil e suas similaridades com

outros países. Verificam-se que as alterações no SEB foram recentes e que o que se observa no país também é visto no exterior. A seguir, dois outros capítulos, na forma de artigos, dão sequência ao trabalho.

País	Indicadores	Interrupções consideradas	Medição
Alemanha	SAIDI (BT), ASIDI (MT) e SAIFI.	T>3 min.	Número de consumidores (Baixa Tensão) e potência afetada (Média Tensão).
Áustria	SAIDI, SAIFI, ASIDI, ASIFI e CAIDI.	T>3 min.	Transformadores e número de consumidores.
Bélgica	SAIDI e AIT.	T≥3 min.	SAIDI: número de consumidores; AIT: potência afetada.
Bulgária	SAIDI e SAIFI.	T>3 min.	Número de consumidores.
Chipre	SAID e SAIFI, média de tempo para reestabelecimento da oferta, intervalo de tempo para reestabelecimento da oferta.	NA	Potência afetada.
Croácia	SAIDI e SAIFI.	T>3 min.	Não informado.
Dinamarca	SAIDI e SAIFI.	NA	Kilômetros de rede elétrica e número de consumidores.
Eslováquia	Número médio de interrupções não explicadas.	T>3 min.	Pelo número de consumidores.
Eslovênia	SAIDI, SAIFI, CAIDI e CAIFI.	T>3 min.	Pelo número de consumidores.
Espanha	TIEPI, NIEPI, 80 percentil do TIEPI e 80 percentil do NIEPI.	T>3 min.	Pela potência afetada.
Estônia	SAIFI e CAIDI, tempo total de interrupção para cada consumidor.	T>3 min.	Número de consumidores.
Finlândia	Quantidade e duração das interrupções.	T≥3 min.	Consumo de energia anual.
França	SAIFI, SAIDI e "Porcentagem de consumidores com qualidade de oferta insuficiente".	T>3 min.	Número de pontos de conexões e número de consumidores.
Grã Bretanha	Interrupções de Consumidores e Minutos de Consumo Perdidos.	T≥3 min.	Número de consumidores.
Grécia	SAIDI e SAIFI.	T>3 min.	Número de consumidores.
Holanda	SAIDI, SAIFI e CAIDI.	NA	Número de consumidores.
Hungria	SAIFI, SAIDI, CAIDI.	T>3 min.	Número de consumidores.
Irlanda	Interrupções de Consumidores e Minutos de Consumo Perdidos.	T≥3 min.	Número de consumidores.
Itália	SAIDI, SAIFI e número de consumidores afetados por interrupções com duração acima de 8 horas.	T>3 min.	Número de consumidores.
Letônia	SAIDI, SAIFI, CAIDI e ENS.	T>3 min.	Número de consumidores.
Lituânia	SAIDI e SAIFI.	T≥3 min.	Número de consumidores.
Luxemburgo	SAIDI, SAIFI.	T>3 min.	Número de consumidores.
Malta	SAIDI e CAIDI	NA	Potência afetada.
Noruega	SAIDI, SAIFI, CAIDI, CTAIDI, CAIFI, Potência interrompida por incidente e ENS.	T>3 min.	Número de consumidores
Polónia	SAIDI e SAIFI.	T>3 min.	Número de consumidores.
Portugal	SAIFI AT, SAIDI AT, ENS MT, AIT MT, SAIFI MT, SAIFI BT, SAIDI MT, SAIDI BT.	T>3 min.	Pontos de conexão, número de consumidores e por energia não suprida.
Romênia	SAIFI, SAIDI, ENS e AIT.	T>3 min.	Pelo número de consumidores.
República Tcheca	SAIFI, SAIDI e CAIDI.	T>3 min.	Número de consumidores.
Suécia	ASIDI, ASIFI, SAIDI e SAIFI.	T>3 min.	Pelo número de consumidores.
Suiça	SAIDI e SAIFI.	T>3 min.	Pelo número de consumidores.

Quadro 1.2 – Indicadores de continuidade utilizados na Europa

Fonte: CEER (2016).

NA: Não aplicado limite.

T: Tempo mínimo da apuração da interrupção.

No segundo capítulo, “*Análise espacial dos indicadores de continuidade da Celg (2014-2016)*”, avalia-se a distribuição espacial dos indicadores, por meio de análise de *clusters* e testes de significância espacial global, baseada na metodologia de Estatística Espacial. Além de apresentar uma análise inédita em relação aos indicadores de continuidade apurados pela distribuidora, o capítulo traz ainda uma avaliação da extrapolação dos limites de continuidade, ao avaliar a relação espacial entre a ultrapassagem dos limites regulatórios dentre os conjuntos elétricos da distribuidora.

No terceiro capítulo, nomeadamente “*Determinantes da duração das interrupções no fornecimento de energia elétrica da Celg Distribuição*”, verificou-se quais os determinantes da duração das interrupções de energia no estado de Goiás, estabelecendo as diferenças de impactos para a Região Metropolitana de Goiânia e o interior do estado de Goiás. Para tanto, estima-se a decomposição de Oaxaca (1973), metodologia pioneiramente aplicada a dados do setor elétrico.

REFERÊNCIAS

- AJODHIA, V.; HAKVOORT, R.. Economic regulation of quality in electricity distribution networks. **Utilities Policy**, v. 13, n. 3, p. 211-221, 2005.
- ALMEIDA, E. **Econometria Espacial Aplicada**. Campinas: Alínea Editora, 2012.
- ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. 2018. Acesso em: 10 maio 2018.
- BRAGA, K. R.; C. BRANDÃO, R.; TORRES, E. Financial Regulation of the Electricity Distributors: Necessity and Feasibility. **Energy Procedia**, v. 106, p. 166-174, 2016.
- CEER - Conselho dos Reguladores Europeus de Energia. Sixth Benchmarking Report on the Quality Electricity and Gas Supply. Bruxelas, 2016.
- CELG D - CELG DISTRIBUIÇÃO. Disponível em: <http://www.celg.com.br/>. 2018. Acesso em: 10 fev. 2018.
- FERREIRA, P. G. C.; OLIVEIRA, F. L. C.; SOUZA, R. C. The stochastic effects on the Brazilian Electrical Sector. **Energy Economics**, v. 49, p. 328-335, 2015.
- FUMAGALLI, E; SCHIAVO, L; DELESTRE, F. **Service quality regulation in electricity distribution and retail**. Springer Science & Business Media, 2007.
- GOIÁS, ESTADO DE. **Enel anuncia R\$ 2,128 bilhões em investimentos na Celg Distribuição**. Disponível em: <http://www.goias.gov.br/noticias/19427-enel-anuncia-r-2128-bilhoes-em-investimentos-na-celg-distribuicao.html>. 2017. Acesso em: 18 jun. 2018.
- GÓMEZ-LOBO, Andrés; VARGAS, Miguel. La regulación de las empresas sanitarias en Chile: una revisión crítica. **Revista Perspectivas**, v. 6, n. 1, p. 89-109, 2002.
- HASSIN, E. S. **Continuidade dos serviços de distribuição de energia elétrica: análise regulatória, correlação dos indicadores e metodologia de compensação ao consumidor**. 2003. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Itajubá.

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. 2018. Disponível em: <<https://www.ibge.gov.br/>>. Acesso em: 20 maio 2018.

NERY, E. **Mercados e Regulação de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2012.

OAXACA, R. Male-female wage differentials in urban labor markets. **International economic review**, p. 693-709, 1973.

PEANO, C. R. **Regulação tarifária do setor de distribuição de energia elétrica no Brasil: uma análise da metodologia de revisão tarifária adotada pela Aneel**. 2005. Dissertação de Mestrado. Universidade de São Paulo.

ROVIZZI, L.; THOMPSON, D. The regulation of product quality in the public utilities. **The Regulatory Challenge**, p. 336-357, 1995.

SCHWARTZ, Marius. The nature and scope of contestability theory. **Oxford Economic Papers**, v. 38, p. 37-57, 1986.

SIMAB, M.; HAGHIFAM, M. R. Quality performance based regulation through designing reward and penalty scheme for electric distribution companies. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 43, n. 1, p. 539-545, 2012.

2 - ANÁLISE ESPACIAL DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE DA CELG DISTRIBUIÇÃO

RESUMO: A principal distribuidora de energia elétrica do Estado de Goiás figura como a pior distribuidora no que tange a duração e frequência de interrupção do fornecimento de energia elétrica, mensurados pelos indicadores de DEC e FEC. Nesse contexto, o presente artigo avalia a distribuição espacial dos indicadores no período de 2014 a 2016, por meio de análise de *clusters* e testes de significância espacial global, baseada na metodologia de Estatística Espacial. Além de apresentar uma análise inédita em relação aos indicadores de continuidade apurados pela distribuidora, o artigo traz ainda uma avaliação da extrapolação dos limites de continuidade, ao avaliar a relação espacial entre a ultrapassagem dos limites regulatórios dentre os conjuntos elétricos da distribuidora. Os resultados apontam que há diferentes níveis de indicadores ao longo da área de concessão da distribuidora e que a duração e a frequência apresentam padrões distintos quanto à distribuição espacial, apesar de apresentarem correlação entre si, com níveis variáveis ao longo dos anos e entre todos os 148 conjuntos elétricos analisados. Identificou-se a presença de *clusters* em todos os períodos analisados em parte do território goiano, com predominância de *clusters* com problemas na região nordeste goiano e padrões aceitáveis na Região Metropolitana de Goiânia (REMG) e parte da região sudeste do estado. Com esta avaliação de *cluster*, sugere-se que a empresa aplique experiências dos conjuntos elétricos cujos indicadores estejam abaixo do limite regulatório e também que se abra discussão com a ANEEL sobre a inclusão de novas variáveis no modelo de determinação dos limites regulatórios, visto que foi identificada alguma distorção destes limites, quando regiões mostraram-se com dificuldade de atingi-los.

Palavras-chave: *Clusters*, Conjuntos Elétricos, Energia Elétrica; Qualidade; Celg D.

ABSTRACT: The main electricity distributor in the State of Goiás ranks as the worst distributor in terms of the duration and frequency of interruption of electricity supply, measured by the SAIDI and SAIFI indicators. In this context, the present article evaluates the spatial distribution of the indicators in the period from 2014 to 2016, through cluster analysis and tests of global spatial significance. In addition to presenting an unpublished analysis regarding the continuity indicators established by the distributor, the article also presents an evaluation of the extrapolation of continuity limits, when evaluating the spatial relationship between the exceedance of the regulatory limits among the electrical assemblies of the distributor. The results indicate that there are different levels of indicators along the concession area of the distributor and that the duration and frequency have different patterns regarding spatial distribution, although they have a correlation with each other, with varying levels over the years and among all 148 analyzed electrical assemblies. It was identified the presence of clusters in all the periods analyzed in part of the Goian territory, with clusters with problems in the northeast of Goiânia and acceptable patterns in the Metropolitan Region of Goiânia (REMG) and part of the southeastern region of the state. With this cluster evaluation, it is suggested that the company apply experiments of the electrical assemblies whose indicators are below the regulatory limit and also to open discussion with ANEEL about the inclusion of new variables in the regulatory limits determination model, since it was some distortion of these limits has been identified, when regions have found it difficult to reach them.

Key words: Clusters, Electrical Groups, Electricity; Quality; Celg D.

2.1 INTRODUÇÃO

O Estado de Goiás tem 340 mil Km², é o 7º maior em área e 9ª maior economia, com um Produto Interno Bruto de R\$173 bilhões em 2015. Sua área equivale à da Alemanha ou Itália, ou mais de três vezes o território de Portugal, enquanto que o PIB goiano é maior que o de muitos países. Operacionalizar qualquer que seja o serviço em uma área extensa como a de Goiás exige esforço e planejamento em larga escala, visto que além do tamanho, não se trata de um território homogêneo, seja em clima ou questões socioeconômicas e geográficas. Em todo esse território, duas empresas operam a distribuição de energia, sendo elas a Celg Distribuição (Celg D) e a Companhia Elétrica do Vale do São Patrício (CHESP). A primeira tem a maior concessão de área do Estado, equivalente a 237 municípios, de um total de 241 ou a mais de 95% do território goiano. Além disso, a Celg D é a maior empresa em riqueza gerada por empregado e a 6ª maior empresa da Região Centro-Oeste em receita (ANEEL, 2018; IBGE, 2018).

Contudo, a história recente evidencia que há um problema com a qualidade da energia elétrica para a Celg D, uma vez que há alguns anos, a maior distribuidora goiana é a pior em relação à duração e frequência de interrupções do serviço em sua área de concessão, quando comparado aos limites impostos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Isso acarreta não só prejuízo financeiro (gerado pelas compensações pagas aos consumidores), mas também o bem estar da população goiana é prejudicada nesse processo. Do ponto de vista da empresa a punição mais grave é a perda de concessão, ou seja, não estando dentro de critérios estabelecidos pelo órgão regulador, ela pode perder a concessão da distribuição de energia no Estado de Goiás (ANEEL, 2018).

Com isso, a questão norteadora deste artigo é: existe algum padrão espacial das interrupções de energia elétrica na área de concessão da Celg D? A hipótese adotada é que esta relação existe em parte da área de concessão, dada a grande extensão do Estado de Goiás e de sua heterogeneidade. Destarte, o objetivo geral é avaliar a presença de padrões espaciais das interrupções de fornecimento de energia elétrica entre os conjuntos da empresa. Para tanto, os objetivos específicos são:

- Verificar a distribuição espacial das frequências e durações médias das interrupções de energia elétrica ao longo da área de concessão;
- Verificar a existência de correlação espacial entre os indicadores de frequência e duração, de forma univariada e multivariada; e
- Verificar entre quais conjuntos e em qual sentido esta correlação ocorre.

A contribuição deste artigo está principalmente na metodologia aplicada aos dados uma vez que não se tem conhecimento na análise espacial para a avaliação dos indicadores de continuidade. Com isso foi possível identificar padrões espaciais não tão claramente observados ao se utilizar metodologias não espaciais. Além de apresentar uma análise inédita em relação aos indicadores de continuidade apurados pela distribuidora, o artigo traz ainda uma avaliação da extrapolação dos limites de continuidade, ao avaliar a relação espacial entre a ultrapassagem dos limites regulatórios dentre os conjuntos elétricos da distribuidora.

Em relação aos estudos que avaliam a distribuição espacial dos indicadores de continuidade, predominam-se aqueles que se utilizam de estatística descritiva, como Silva *et al.* (2001) e Challerton (2004) e análise qualitativa, como ocorre em Herman *et al.* (2015). Assim, não se tem conhecimento de trabalho que avalie a distribuição espacial destes indicadores, como se propõe no presente estudo. Contudo, a avaliação mais completa dos indicadores de continuidade pressupõe uma análise espacial, visto que há uma ligação física entre a rede de distribuição de um conjunto e outro e ainda pela pulsante necessidade de agrupamentos da área de concessão em unidades maiores, uma vez da área de concessão extensa.

A análise espacial é uma metodologia utilizada em várias áreas. Nas ciências naturais, Lamers *et al.* (2015) aplicam a análise espacial para avaliar depósitos de processamento de biomassa enquanto Almeida *et al.* (2016) aplicam-na em avaliação da área da Amazônia legal. Esta metodologia está sendo utilizada também em trabalhos que envolvam as mais diversas áreas da economia. Bayley *et al.* (2016) utilizam esta metodologia para avaliação de preços de residências enquanto que Cavalcante *et al.* (2017) estudam a centralização de serviços financeiros nas metrópoles. Adicionalmente, Keeble e Wilkinson (2017) identificam *clusters* de alta-tecnologia e as redes coletivas de aprendizado na Europa e Oinas (2017) avaliam a forma como a proximidade e as relações externas impactam o desenvolvimento econômico local. A estatística espacial também tem sido utilizada na economia do trabalho, como, por exemplo, Pelizza (2017) que avalia o potencial mercado de salário no Rio Grande do Sul.

Com a avaliação espacial dos indicadores de DEC e FEC é possível elucidar as regiões que apresentam os piores indicadores e ainda se é possível agrupar as ações entre conjuntos elétricos de forma que as decisões possam ser tomadas de forma mais simples e menos atomizada, uma vez que a distribuidora possui 148 conjuntos elétricos. Este estudo tem caráter exploratório, visto que o tema da qualidade de energia elétrica é emergente dentre as análises científicas.

Por fim, cabe ressaltar que os recursos para saneamento deste problema com as interrupções existem e estão previstos em mecanismos regulatórios da ANEEL. Contudo, cabe à distribuidora a alocação destes recursos de modo a atender as suas necessidades, sejam de investimentos (CAPEX) ou manutenção (OPEX). A motivação deste trabalho consiste em evidenciar geograficamente onde o problema da qualidade é mais evidente e ainda se existem regiões que apresentam algum tipo de padrão quanto aos indicadores de continuidade, seja o de Duração Equivalente de Interrupção (DEC) ou o de Frequência Equivalente de Interrupção (FEC) (ANEEL, 2018).

Uma vez identificada a literatura sobre o tema ao longo desta introdução, a estrutura adotada neste artigo conta com uma seção de metodologia e uma seção de resultados, sendo que ao final estão as considerações finais. A seção de metodologia apresenta os efeitos espaciais, as unidades e as variáveis de análise, além do que mostra os testes que são utilizados na pesquisa. A seção de resultados está dividida em três partes. Na primeira parte, constam a análise da distribuição espacial dos indicadores de continuidade e de sua extrapolação dos limites regulatórios; na segunda parte constam a avaliação da correlação espacial global, por meio dos testes de I de Moram enquanto que na terceira parte consta a análise de correlação espacial local por meio dos mapas de *clusters* LISA (*Local Indicator of Spatial Association*).

2.2 METODOLOGIA

2.2.1 A base de dados

No Brasil, o órgão regulador mensura a qualidade da distribuição pela frequência e duração das interrupções, permitindo certo limite destes indicadores, de acordo com a especificidade de cada conjunto elétrico. Os conjuntos elétricos são áreas geográficas contínuas definidas a cada ciclo tarifário pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a fim de estabelecer critérios de qualidade do serviço prestado pela distribuidora, especialmente no que tange aos indicadores de continuidade do serviço, estando restritos à área de concessão de cada distribuidora, mas não aos limites municipais, podendo conter no máximo 100.000 (cem mil) unidades consumidoras, e contendo subestações de energia que alimentem somente unidades consumidoras de um único conjunto elétrico ² (ANEEL, 2018).

² As Revisões Tarifárias Periódicas (RTP) definem a estrutura tarifária da distribuidora, bem como critérios de incentivos e punições. Aos intervalos entre as RTP's é dado o nome de ciclo tarifário. O atual ciclo tarifário da Celg Distribuição iniciou em 12 de setembro de 2013 e inicialmente tinha previsão para findar em 11 de setembro de 2017. Todavia, é importante explicar a situação atual da distribuidora nesse quesito, pois dois fatores alteraram esta data de fim do 3º ciclo tarifário. Primeiro, com a assinatura do novo contrato de concessão, a data do processo tarifário da distribuidora passou para dia 22 de outubro; segundo, com a privatização da empresa em 2017 e a

Seguindo estas definições, a Agência Nacional de Energia Elétrica estabelece 148 conjuntos elétricos para a Celg D dentro do período coberto pelo presente estudo, como exibido na Figura 2.1. Nota-se que o tamanho destes conjuntos elétricos é menor na região metropolitana, o que é causado pela restrição do número máximo de unidades consumidoras. Além disso, para sua operacionalização e planejamento interno, a própria distribuidora divide sua área de concessão em regionais.

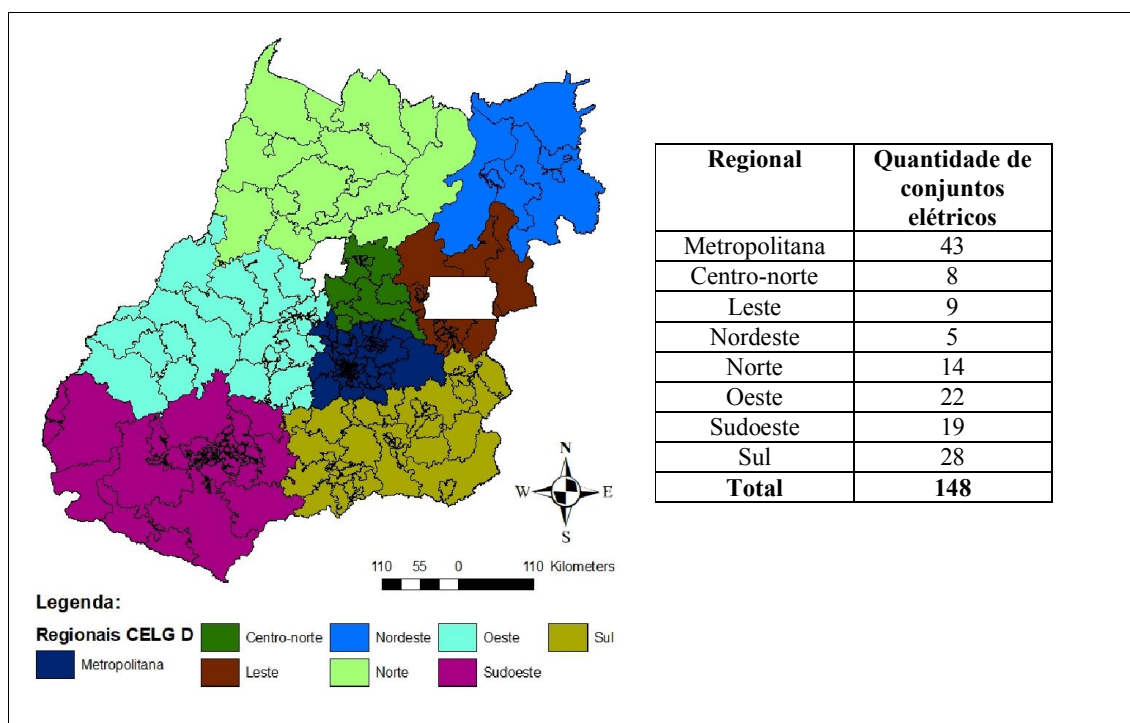


Figura 2.1 – Regionais – CELG D

Fonte: ANEEL (2018)

Para a unidade de análise deste capítulo, definida anteriormente como sendo os conjuntos elétricos, analisa-se os indicadores anuais de Duração Equivalente de Interrupção (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção (FEC) da Celg Distribuição (Celg D) dos anos de 2014 a 2016. Os indicadores de continuidade são apurados pela distribuidora e posteriormente encaminhados e validados pela agência reguladora. A apuração do DEC e FEC é feita de acordo com as equações 1 e 2:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} t(i)}{Cc} \quad (1)$$

iminência da revisão tarifária à época, considerando a importância da mesma para o acionista, ela foi postergada em 1 ano, do que resultou a mudança da data fim do 3º ciclo tarifário para 22 de outubro de 2018 (ANEEL, 2018).

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} n(i)}{Cc} \quad (2)$$

Em que:

- i : índice de unidades consumidoras atendidas em baixa tensão ou média tensão faturadas do conjunto;
- $n(i)$: número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração;
- $t(i)$: tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora considerada ou ponto de conexão, no período de apuração;
- Cc : número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em Baixa Tensão (BT) ou Média Tensão (MT).

Adicionalmente, considerando as especificidades locais reconhecidas pelo regulador, a mesma análise é replicada para as diferenças entre os indicadores observados e os limites regulatórios para estes indicadores. Neste contexto o ΔDEC é a diferença entre o limite regulatório do indicador para o conjunto elétrico no período e o valor realizado deste indicador, o que vale também para o ΔFEC . Desta forma, quanto maior este indicador, mais crítica é a situação do fornecimento de energia para o conjunto elétrico a que se refere. Estes indicadores são identificados estão expressos nas equações 3 e 4:

$$\Delta DEC_{it} = DEC_{it} - DECLIM_{it} \quad (3)$$

$$\Delta FEC_{it} = FEC_{it} - FECLIM_{it} \quad (4)$$

Quando $\Delta DEC_{it}, \Delta FEC_{it} > 0$ representa se o limite regulatório do DEC e FEC, respectivamente, para o conjunto i, no ano t, foi ultrapassado, evidenciando uma qualidade do serviço aquém do determinado pela ANEEL. Ao contrário, $\Delta DEC_{it}, \Delta FEC_{it} < 0$ mostra que não houve extrapolação daquele indicador, para o conjunto i, no ano t, não foi ultrapassado, o que elucida a qualidade do serviço acima do determinado pela ANEEL. Estas variáveis comparativas se fazem importante, pois o problema para a distribuidora não está no fato de seus conjuntos apresentarem valores expressivos de DEC e FEC, mas sim no fato de estarem acima de seus limites regulatórios, considerando que é sobre esse delta que aplicam-se as compensações financeiras pagas aos consumidores (ANEEL, 2018).

2.2.2 Os efeitos espaciais

A existência da subdivisão da área de concessão em conjuntos elétricos e a regionalização, por parte da distribuidora, permite que sejam analisados efeitos espaciais, quais sejam a dependência e a heterogeneidade espacial. A dependência espacial decorre da interação entre indivíduos através do espaço. A dependência espacial decorre da Lei de Tobler, conhecida como a Primeira Lei da Geografia, que enuncia que tudo depende de todo o resto, porém o que está mais próximo depende mais do que aquilo que está mais distante. Por sua vez, a heterogeneidade espacial decorre do fato de que pode não haver estabilidade estrutural nas relações comportamentais dos fenômenos que ocorrem entre conjuntos, quer seja com relação aos coeficientes ou com relação ao erro aleatório (GOODCHILD, 2004; ALMEIDA, 2012).

Desta forma, esta metodologia está dividida em duas partes. A primeira parte apresenta a base de dados utilizada e a segunda parte mostra os efeitos espaciais a serem avaliados no trabalho. Neste sentido, a Análise Exploratória de Dados Espaciais (AEDE) é útil para descrever distribuições espaciais, revelando padrões de associações (*clusters* espaciais), regimes espaciais ou outras formas de instabilidade (não-estacionariedade), além de se poder observar a presença de *outliers* (TOBLER, 1970; ALMEIDA, 2012). (ALMEIDA, 2012).

Com a AEDE, busca-se responder às seguintes questões relativas aos indicadores de DEC e FEC. A primeira questiona se há correlação espacial entre o indicador de um do conjunto e o valor do mesmo indicador de seus vizinhos. A segunda questão refere-se à identificação dos conjuntos nos quais esta relação é significativa. Para cada uma das perguntas anteriormente feitas, é aplicada uma ferramenta da econometria espacial, respectivamente, a autocorrelação global univariada por meio da estatística I de Moran Global; Autocorrelação local univariada, por meio dos mapas de *clusters* LISA (*Local Indicator of Spatial Association*). Contudo, apesar de que seja comum a presença dos efeitos espaciais neste tipo de dados, é possível que eles não sejam significantes, do que resulta a necessidade de avaliação e teste da presença dos mesmos previamente à estimação dos modelos (ALMEIDA, 2012).

De acordo Almeida (2012) a matriz de ponderação W consiste em uma matriz $n \times n$ na qual constam o grau de relação entre as unidades de análise, ou seja, entre os conjuntos elétricos. Esta relação pode ser definido de acordo com os objetivos de pesquisa e disponibilidade de dados. Para o presente estudo, é estipulada uma relação de vizinhança geográfica entre os 148 conjuntos da Celg D. Para fins de estimações, a matriz de continuidade geográfica considerada é do tipo rainha. Neste caso de matriz, a convenção é que todas as unidades com fronteiras

diferentes de zero são consideradas vizinhas, enquanto que as demais não. Assim, para o conjunto vizinho, assume-se o valor 1 e para os demais, 0. Esta matriz de ponderação está apresentada na Figura 2.2 (ALMEIDA, 2012).

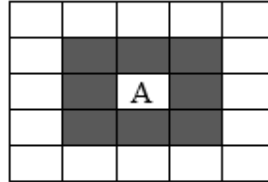


Figura 2.2 – Convenção “rainha” de contiguidade
Fonte: Almeida (2012)

Definida a matriz de vizinhança a ser utilizada, o estudo da autocorrelação global univariada permite verificar se há correlação espacial entre a variável X do conjunto e seu valor nas unidades vizinhas. Para o que se desenvolve neste trabalho, considera-se como variáveis de análise o DEC e FEC anuais, bem como seus respectivos indicadores relativos ao limite regulatório, ΔDEC e ΔFEC . Como medida de dependência espacial, utiliza-se a estatística I de Moran (1948), calculado conforme mostra a equação 5:

$$I = \frac{n}{S_o} \frac{\sum_i \sum_j w_{ij} z_i z_j}{\sum_{i=1}^n z_i^2} \quad (5)$$

Em que:

- n são o número de conjuntos elétricos;
- z representa os valores da variável de interesse padronizada;
- Wz são os valores médios da variável de interesse padronizada nos vizinhos, definidos segundo uma matriz de ponderação espacial W ;
- S_o é igual à soma de todos os elementos da matriz de pesos espaciais, w_{ij} , ou seja, $\sum \sum w_{ij}$;

As hipóteses a serem testadas com a estatística I de Moran e suas variações são:

$$\begin{cases} H_0: \text{Aleatoriedade espacial} \\ H_1: \text{Dependência espacial} \end{cases}$$

Na interpretação dos resultados, há ainda a possibilidade de que, com a rejeição da hipótese nula, se tenha autocorrelação espacial positiva (similaridade) ou autocorrelação espacial negativa (dissimilaridade), o que pode ser observado pelo sinal da estatística obtida. Uma vez identificada autocorrelação global, verifica-se a existência da autocorrelação local. A autocorrelação local univariada permite verificar quais são os agrupamentos significativos de autocorrelação espacial, denominados *clusters*. Estes são fornecidos pelos I de Moran Local que tem a capacidade de capturar padrões locais de autocorrelação espacial, estatisticamente significativos para cada observação. Esta capacidade pode ser definida pela equação 6 (GONÇALVES, 2007; ALMEIDA, 2012):

$$I_i = z_i \sum_{j=1}^J w_{ij} z_j \quad (6)$$

Em que z e w são definidos como antes e $\sum$ aponta o índice para cada unidade espacial, ou seja, conjunto elétrico. Haverá um deste para cada observação associado ao seu respectivo nível de significância. Para resumir estas estatísticas, portanto, representa-se as mesmas graficamente, em um mapa destacando os conjuntos elétricos de acordo com a significância de seu I_i , denominado de mapa de significância LISA. Reproduz-se estes mapas também para as variáveis ΔDEC e ΔFEC . Havendo significância do I de Moran Local, são identificados os *clusters* AA, AB, BA, BB, sendo que a primeira letra se refere ao valor do indicador para o conjunto e a segunda letra refere-se ao valor do indicador para os vizinhos deste conjunto, sendo A para “alto” e B para “baixo”. A existência do *cluster* pressupõe a significância o I de Moran Local, o que implica que a não existência de *clusters* indica que o I de Moran Local não é significativo.

2.3 RESULTADOS

Esta seção apresenta os resultados obtidos com a avaliação da distribuição espacial, da correlação espacial global e da correlação espacial local referente aos indicadores de continuidade de Duração Equivalente de Interrupção (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção (FEC), bem como de seus respectivos valores de extrapolação dos limites regulatórios, ΔDEC e ΔFEC .

2.3.1 Distribuição espacial dos indicadores de continuidade da Celg D

As Figuras 2.3 e 2.4 apresentam a distribuição espacial dos indicadores de continuidade da Celg Distribuição (Celg D) nos anos de 2014, 2015 e 2016, divididos em cinco grupos. Nestes mapas, os grupos com maiores indicadores são aqueles em que a situação da continuidade é mais crítica, sendo conjuntos elétricos que apresentam maior Duração

Equivalente de Interrupção (DEC), e maior Frequência Equivalente de Interrupção (FEC). As Figuras 2.5 e 2.6 avaliam os indicadores de extrapolação dos limites regulatórios de DEC e FEC, nas quais verifica-se se o valor observado é maior ou menor do que a quantidade e duração limite permitida pela ANEEL, sem pagamento de compensações financeiras.

Nas Figuras 2.3 e 2.4, verifica-se que não há relação entre os conjuntos com maiores DEC e maiores FEC, apesar da relação positiva esperada entre os dois indicadores. Este resultado é esperado, uma vez que o DEC está ligado à gastos com manutenção enquanto que o outro indicador é mais fortemente afetado pelos investimentos realizados no sistema de distribuição. Adicionalmente, observa-se também que a distribuição espacial dos indicadores é distinta ao longo dos anos analisados, o que só pode ser observado com a desagregação de dados por conjunto elétrico, visto que a área de concessão da Celg D como um todo manteve relativamente seu DEC e FEC ao longo dos anos, como já apresentado, ainda que alterou-se os conjuntos com maiores indicadores e, que em 2016, tenha havido uma melhora global, tanto do DEC quanto do FEC na área de concessão analisada (Figuras 2.3 e 2.4).

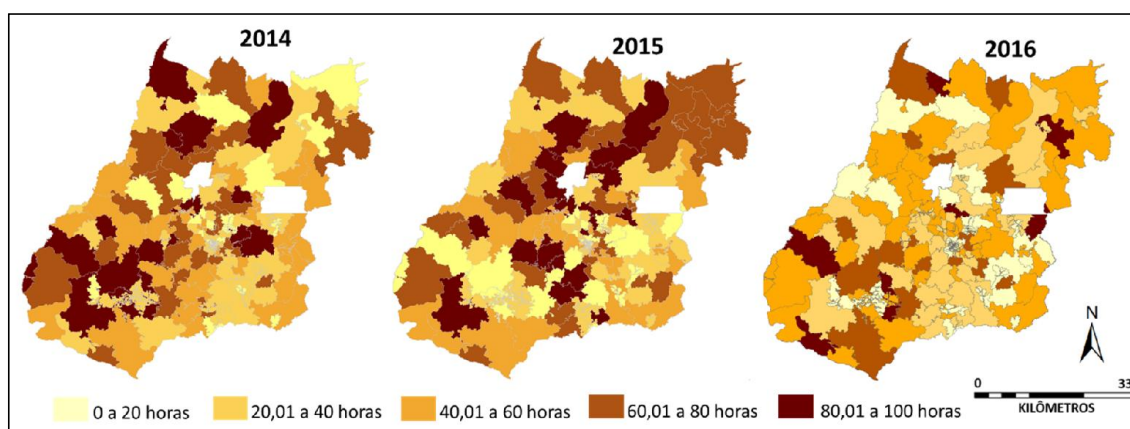


Figura 2.3 – DEC (horas) anual por conjunto elétrico, Celg D, 2014-2016.

Fonte: Elaboração própria.

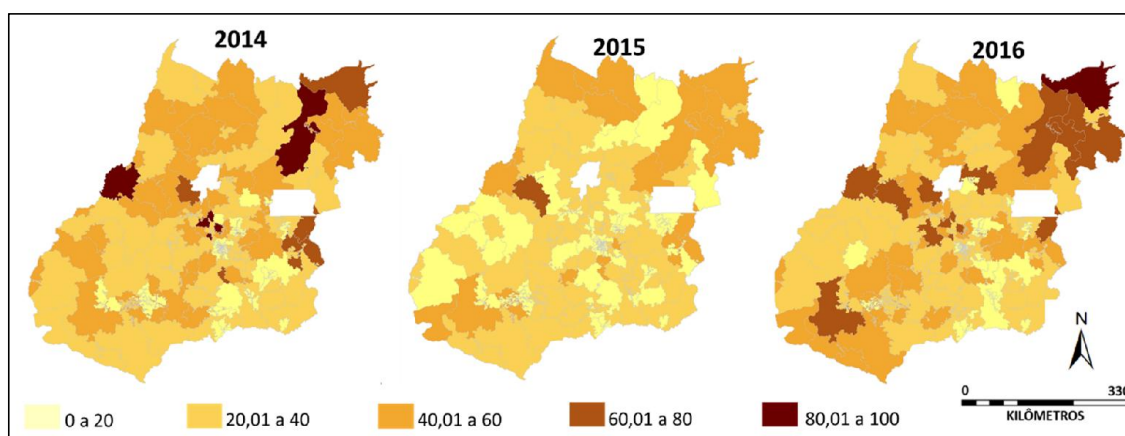


Figura 2.4 – FEC (quantidade) anual por conjunto elétrico, Celg D, 2014-2016.

Fonte: Elaboração própria.

A avaliação dos indicadores Δ DEC e Δ FEC, cujo objetivo é avaliar a extrapolação dos limites regulatórios dos indicadores coletivos de duração e frequência, mostra a concentração do problema dos indicadores nos conjuntos elétricos do nordeste e sudoeste goiano. Possivelmente, no primeiro grupo o problema ocorre pela extensão dos conjuntos elétricos e dificuldade de acesso à rede de distribuição, devido às longas distâncias percorridas para alcançar a região com problema. Na segunda região, o motivo é outro e o mais provável é que seja devido à concentração de consumo de energia em horários específicos do dia devido ao grande número de irrigantes presente na região. Isso parece evidenciar que o reconhecimento e limites regulatórios distintos para cada região não é suficiente para cobrir o problema da falta de energia (Figuras 2.5 e 2.6). A análise de quintil sugere a presença de padrões espaciais e ainda que há diferença entre aqueles conjuntos que apresentam maiores indicadores e aqueles que se mostram com um indicador maior.

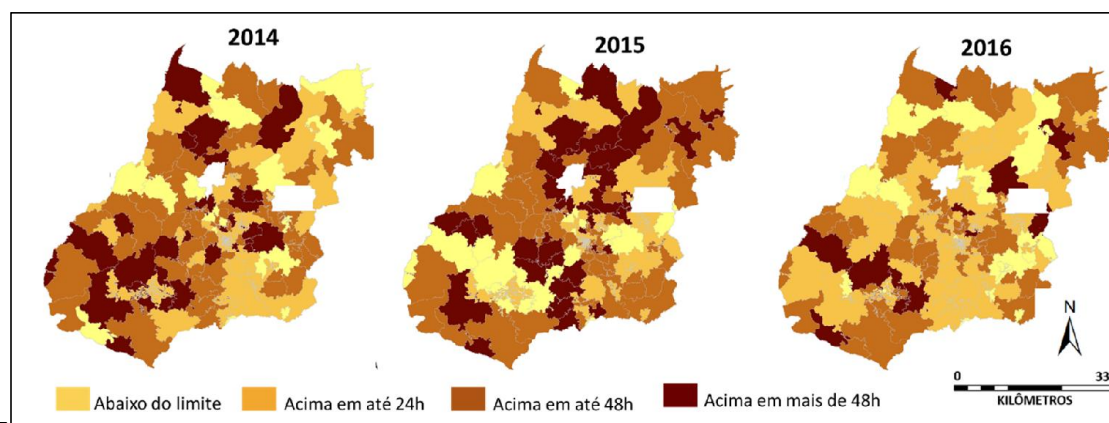


Figura 2.5 – Δ DEC (horas) anual, por conjunto elétrico, Celg D, 2014-2016.

Fonte: Elaboração própria.

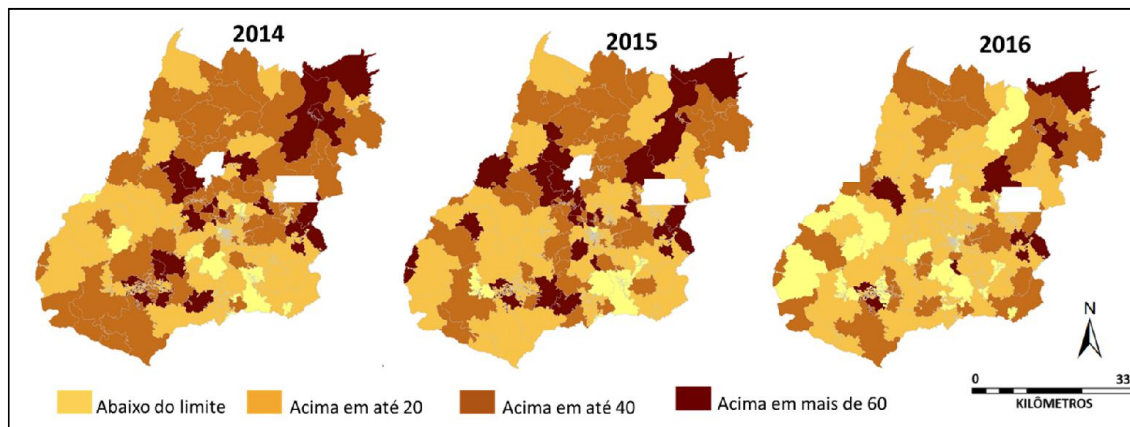


Figura 2.6 – Δ FEC (quantidade) anual, por conjunto elétrico, Celg D, 2014-2016.

Fonte: Elaboração própria.

Esta análise de quintis evidencia a heterogeneidade dos conjuntos elétricos que compõem a área de concessão da Celg D, por meio dos níveis do DEC e FEC e de seus respectivos deltas em relação ao limite regulatório. A diferença entre as regiões quanto à duração e frequência denota a importância de análises separando os dois. Assim, a seguir apresenta-se a análise de correlação espacial global e local, para as quatro variáveis apresentadas nas Figuras 2.3 a 2.6.

2.3.2 Análise de correlação espacial global dos indicadores de continuidade da Celg D

Esta seção apresenta os resultados decorrentes da Análise Exploratória de Dados Espaciais (AEDE) aplicada sobre os indicadores de Duração Equivalente de Interrupção (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção (FEC) anuais, bem como seus respectivos indicadores normalizados, Δ DEC e Δ FEC, para os anos de 2014 a 2016. Para isso, é avaliada a correlação espacial global, por meio do I de Moran Global, e a correlação espacial local, com os mapas de *clusters* LISA dos conjuntos elétricos.

A correlação espacial global avalia se há relação espacial entre o valor de uma variável ao longo de uma das unidades geográficas. Esta análise, aplicada aos indicadores de DEC e FEC indica, ao nível de 5% de significância que a correlação espacial global univariada existe em todos os anos, tanto para o DEC, quanto para o FEC, como mostra a Tabela 2.1. Dessa forma, pode-se afirmar que há regiões onde os indicadores estão correlacionados entre si, seja no que refere à duração ou à frequência destas interrupções. A significância de um I de Moran Global positivo, como observado na Tabela 2.1, indica similaridade entre as unidades de análise, o que é esperado, uma vez de poder haver transbordamento dos efeitos de um conjunto sobre o outro (GONÇALVES, 2007; ALMEIDA, 2012).

Tabela 2.1 - Teste de correlação espacial global univariado – DEC e FEC

Ano	Variável	I de Moran Global	Estatística z	Pseudo p-valor
2014	DEC	0,178	3,562	0,002
	FEC	0,422	8,654	0,001
2015	DEC	0,219	4,581	0,001
	FEC	0,353	6,946	0,001
2016	DEC	0,175	3,604	0,003
	FEC	0,252	5,124	0,001

Fonte: Elaboração própria. * Com 999 permutações.

Os resultados de correlação deixam de ser significativos em alguns casos quando são avaliados os indicadores normalizados, apesar de que predominem os resultados cuja presença de correlação espacial é significativa. Observa-se que essa relação é significativa em 2015, mas o fato de que para o indicador de duração normalizado em 2014 e o indicador de frequência normalizado de 2016 não serem significativos, sugere e corrobora com as figuras de quintis, quanto à alteração do cenário dentro da área de concessão ao longo dos anos (Tabela 2.2). A significância da correlação significa que existe, de forma geral, regiões em que os indicadores tem comportamentos semelhantes.

Tabela 2.2 - Teste de correlação espacial global univariado – Δ DEC e Δ FEC

Ano	Variável	I de Moran Global	Estatística z	Pseudo p-valor
2014	Δ DEC	0,079	1,696	0,058
	Δ FEC	0,279	5,669	0,001
2015	Δ DEC	0,114	2,450	0,005
	Δ FEC	0,220	4,546	0,001
2016	Δ DEC	0,086	1,861	0,037
	Δ FEC	0,029	0,711	0,241

Fonte: Elaboração própria. * Com 999 permutações.

Apesar de que se observe correlação espacial na maioria das variáveis apresentadas, a correlação é menor para o FEC do que para o DEC e também para o Δ FEC em relação ao Δ DEC, deixando de ser significativas em alguns casos para o Δ FEC. Nesse caso, uma vez que o indicador de frequência está próximo das ações de investimento e o indicador de duração está ligado à manutenção, a possibilidade é de uma maior integração destas atividades em detrimentos daquelas, ou seja, que os investimentos estejam sendo feito de formas mais independentes entre os conjuntos elétricos. Detectada a relação entre os indicadores de um conjunto e seus vizinhos, é possível que haja algum fator impactando a qualidade da energia em uma dada região que extrapola os limites geográficos dos conjuntos, sem que estas estejam sendo consideradas no estabelecimento dos limites regulatórios dos indicadores.

Por fim, a similaridade observada por meio da significância do I de Moran global confirma a hipótese de que há correlação entre os conjuntos e permite seguir com a avaliação das correlações espaciais locais, a fim de indicar entre quais conjuntos existe essa similaridade, possibilitando indicações de quais regiões o problema de continuidade pode ser tratado de forma integrada, diminuindo as unidades de análise da distribuidora e reduzindo assim a complexidade já indicada referente às decisões de manutenção e investimento com foco na qualidade do serviço prestado na área de concessão da Celg D.

2.3.3 Análise de correlação espacial local dos indicadores de continuidade da Celg D

Uma vez identificada a existência de correlação espacial global, subcapítulo anterior, por meio do I de Moran, a presente subseção tem o objetivo de identificar em quais conjuntos essa relação é localmente significativa. Esta análise se faz relevante, pois a existência de correlação espacial global não garante que esta correlação seja localmente significativa em toda área analisada. De fato, como apresentam as próximas figuras, na maior parte da área de concessão a correlação espacial entre os indicadores de continuidade, DEC e FEC, e suas respectivas normalizadas, não é significativa.

As Figuras de 2.7 a 2.10 apresentam os *clusters* dos indicadores de continuidade, DEC e FEC, e de sua extrapolação dos limites regulatórios, Δ DEC e Δ FEC. Os *clusters* significativos estão divididos em quatro grupos. O primeiro grupo é ALTO-ALTO, que representa o grupo onde a variável relaciona-se positivamente com a média dos valores de seus vizinhos, ou seja, são as regiões onde há problema com alto nível de indicadores ou extrapolação do valor regulatórios em maior nível. O segundo grupo, BAIXO-BAIXO, contempla os conjuntos com os menores indicadores e cujos vizinhos também apresentam indicadores baixos ou, no que se refere aos *clusters* de extrapolação, o caso em que os conjuntos ultrapassam pouco, ou não ultrapassam os limites regulatórios e tem conjuntos elétricos vizinhos na mesma situação. Uma vez constatada que a correlação espacial global tem sinal positivo, ou seja que as variáveis analisadas apresentam similaridade, espera-se que estes dois grupos de *clusters* sejam os mais frequentes (ALMEIDA, 2012).

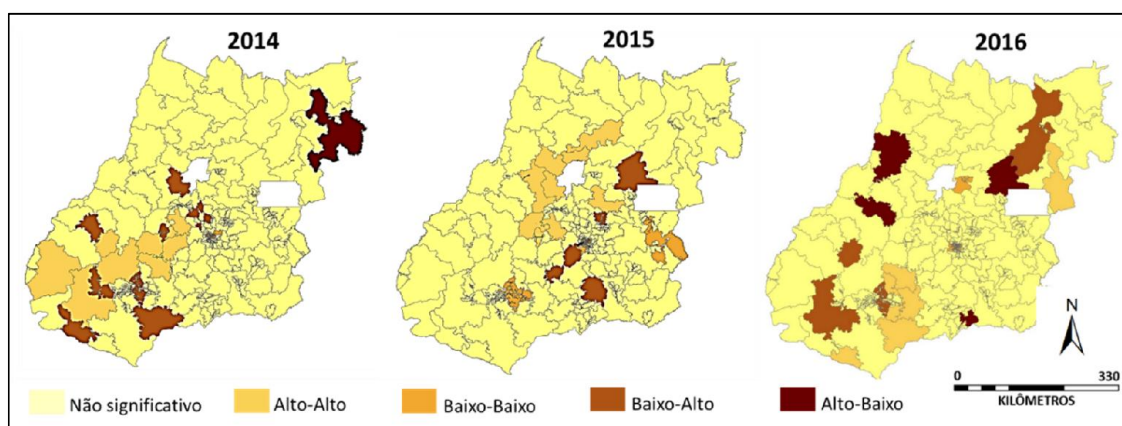


Figura 2.7 – *Clusters* LISA – FEC (em frequência), por conjunto elétrico, Celg D, 2014-2016.
Fonte: Elaboração própria.

Ademais, outros dois grupos de *clusters* cuja frequência não é esperada, são os *clusters* ALTO-BAIXO, que indicam patamares maiores de DEC, FEC e de extrapolação dos limites em um conjunto enquanto que a situação é de baixos indicadores de continuidade ou

extrapolação de limites em seus vizinhos. Complementando, o último grupo de cluster são os conjuntos BAIXO-ALTO, que inclui aqueles que não tem problema com a qualidade de energia, apresentando baixos indicadores e/ou baixa ou nenhuma extrapolação de limites, e cujos vizinhos estão com problemas de atender aos limites impostos pela ANEEL. Para estes dois tipos de *clusters*, verifica-se dissimilaridade da situação de uma unidade frente aos seus vizinhos (ALMEIDA, 2012).

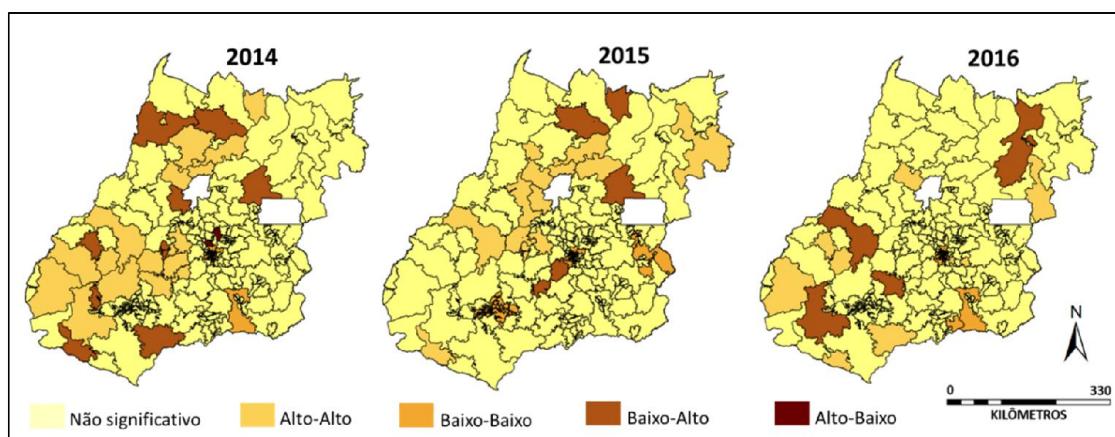


Figura 2.8 – *Clusters* LISA – DEC (em horas), por conjunto elétrico, Celg D, 2014-2016.

Fonte: Elaboração própria.

A Figura 2.7 mostra que para o indicador de DEC há *clusters* localizados em algumas regiões em todos os anos, mas que a predominância destes está em 2014 e 2015. As regiões que apresentaram cluster alto-alto são as regiões nordeste e ao leste do Vale do São Patrício. Os *clusters* baixo-baixo apareceram na região metropolitana e sudeste goiano. Demais *clusters*, baixo-alto e alto-baixo, são incomuns e estão distribuídos entre poucos conjuntos ao longo do Estado de Goiás. Para o FEC, como indica a Figura 2.8, não há um padrão ao longo dos anos para a existência de cluster. O que se pode afirmar é que não há cluster alto-alto na região sudeste e centro goiano.

Juntas as Figuras 2.7 e 2.8 sugerem que há uma concentração do problema dos indicadores ao longo dos conjuntos mais distantes do centro operacional da distribuidora e que as localidades com reduzido valor de indicadores estão concentradas na Região Metropolitana de Goiânia (REMG). Também mostram que não existe nenhuma correlação significativa entre os indicadores da região sudeste, sugerindo que nessa área os indicadores têm comportamento independente em cada conjunto elétrico.

As Figuras 2.9 e 2.10 apresentam os *clusters* para os indicadores de extrapolação dos limites regulatórios, respectivamente Δ DEC e Δ FEC. Nestas imagens, é visto que, apesar de

haver *clusters* alto-alto no norte e nordeste da área de concessão, verifica-se que a ANEEL já reconheceu parcela significativa da complexidade destas regiões, atribuindo a elas um limite regulatório maior, pois não se observa que nestas ocorram *clusters* alto-alto quando analisados os indicadores normalizados de Δ DEC. Todavia, o problema persiste ao ser constatado que existem *clusters* alto-alto nesta região para o Δ FEC.

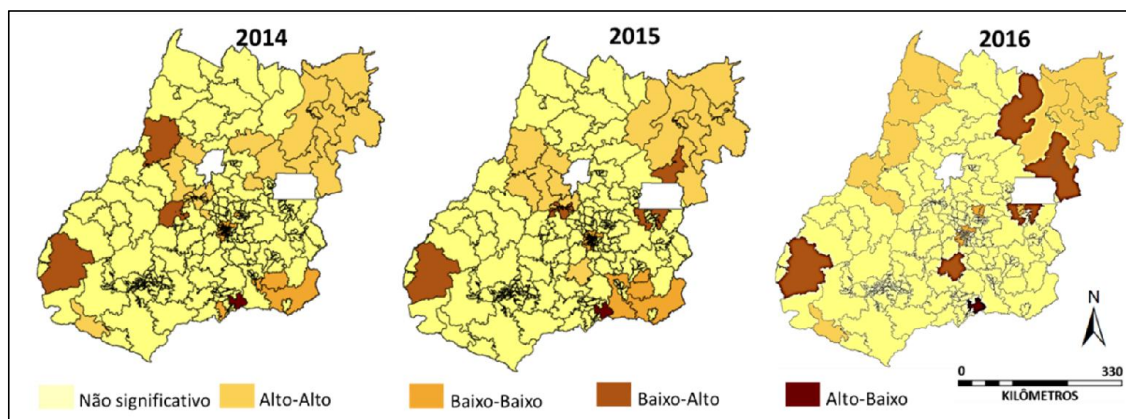


Figura 2.9 – *Clusters* LISA – Δ DEC (em horas), por conjunto elétrico, Celg D, 2014-2016.
Fonte: Elaboração própria.

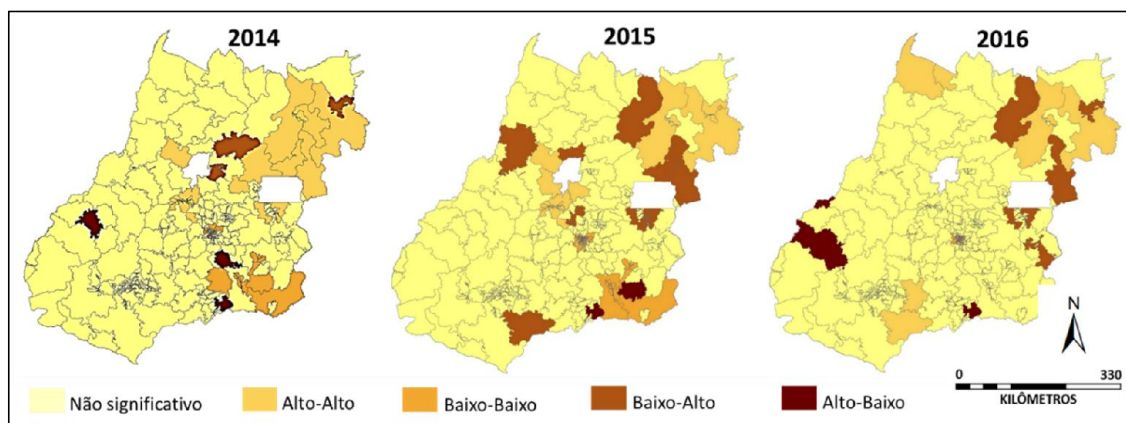


Figura 2.10 – *Clusters* LISA - Δ FEC, por conjunto elétrico, Celg D, 2014-2016.
Fonte: Elaboração própria.

Ao avaliar os indicadores de extrapolação dos limites regulatórios, verifica-se que, da mesma forma como ocorre com o valor dos indicadores, a região metropolitana e o sudeste do estado se destacam positivamente, pois apresentam diferentes variações entre seus indicadores reais e limites regulatórios, estando, geralmente abaixo do limite regulatório. Do outro lado, em conjunto, os *clusters* de Δ DEC e Δ FEC sugerem que o problema da extrapolação dos limites regulatórios dos indicadores coletivos de continuidade está presente principalmente em 3 regiões: Nordeste goiano, região do Vale do São Patrício e Sudoeste Goiano. A distinção entre os indicadores de DEC e FEC podem estar associados também ao fato de que o DEC está

relacionado a operações de atendimento, enquanto que o FEC depende primordialmente de ações de investimento o que reforça a ideia de que há a necessidade de tratar individualmente estes dois indicadores.

A Região Metropolitana de Goiânia e parte da região Sudeste do Estado de Goiás despontaram como regiões onde a qualidade da energia está melhor que nas demais regiões, enquanto que a região Nordeste do Estado de Goiás, onde há conjuntos elétricos com extensões maiores, mostrou-se como a região com pior desempenho quanto aos indicadores de qualidade. Contudo, notou-se que a maioria absoluta do número de conjuntos elétricos não fazem parte de *clusters* significativos, o que sugere certa independência espacial dos seus indicadores, sem padrões significativos de comportamento das interrupções nessas regiões. A existência de diferenças significativas entre as interrupções ao longo da área avaliada sugere que sejam feitas ações distintas para cada região, uma vez que em sua maioria estão ultrapassando os limites regulatórios e que o problema aparenta ser consistente em certas regiões.

Dos resultados deste artigo, duas sugestões podem ser indicadas para a Enel Distribuição Goiás. A primeira sugestão é verificar o que tem sido feito nos conjuntos elétricos cujo indicador de DEC e/ou FEC esteja abaixo do limite regulatório e aplicar nos conjuntos elétricos onde a situação é mais crítica, uma vez que a avaliação de cluster dos indicadores e da extrapolação dos limites regulatórios mostra que há regiões que estão com indicadores abaixo do limite regulatório. Contudo, essa aplicação de ações de manutenção e investimento de um conjunto elétrico em outro é limitada às características geográficas deste conjunto elétrico, já que a diferença entre as diversas regiões da área de concessão existe em grau elevado. Dessa forma, é que se apresenta a segunda proposta de ação para a empresa.

A segunda proposta para a empresa repousa em pleitear, junto à ANEEL, um redesenho da metodologia de criação dos limites regulatórios dos indicadores, uma vez que reconhece-se que há uma distorção entre os conjuntos elétricos da distribuidora que pode ser causada não pela distribuidora, mas por limites regulatórios que não estejam sendo apurados de forma a modelar, com precisão, a realidade das regiões. Essa participação pode-se dar por meio da participação em audiências públicas, consultas públicas. Assim, pode-se reduzir parte da distorção gerada pelo regulador no estabelecimento das metas dos conjuntos elétricos.

2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente artigo avaliou a presença de padrões espaciais das interrupções de fornecimento de energia elétrica entre os conjuntos da Celg Distribuição no período de 2014 a

2016. Corroborou-se a hipótese inicial de que existem efeitos espaciais significativos na área de concessão analisada, contudo, de forma diferente a depender do indicador e período avaliado.

As principais contribuições deste artigo referem-se à avaliação espacial de indicadores que até então estavam sendo avaliados somente de forma não espacial ou agrupadas. Assim, permite analisar mais detalhadamente os pontos de problema que existem e ainda, com a avaliação da extrapolação dos indicadores, verificar onde a diferença entre os indicadores realizados e os limites regulatórios está maior, indicando as regiões onde se concentram os problemas para a distribuidora.

Verificou-se que a distribuição das interrupções, sejam quanto à duração ou seja quanto à frequência, apresenta-se de forma heterogênea ao longo dos mais de 200 mil km² a que equivale a área de concessão da Celg D. Foi identificado também que há distinção entre áreas que apresentam maiores durações e áreas que apresentam maiores frequências das interrupções. Outro ponto abordado foi a avaliação da presença de *clusters*, pela qual verificou-se que há conjuntos elétricos cujos indicadores estão significantemente correlacionados com os seus vizinhos, seja quanto à duração, frequência e ainda quanto ao grau de ultrapassagem dos limites regulatórios destes indicadores.

No geral, verifica-se que na Região Metropolitana de Goiânia (REMG) e parte da região Sudeste do Estado de Goiás há menos problema com a os indicadores de continuidade, enquanto que a região Nordeste do Estado de Goiás, onde há conjuntos elétricos com extensões maiores, o problema se mostra mais significativo. A existência de diferenças significativas entre as interrupções ao longo da área avaliada sugere que sejam feitas ações distintas para cada região, uma vez que em sua maioria estão ultrapassando os limites regulatórios e que o problema aparenta ser consistente em certas regiões. Contudo, notou-se que a maioria absoluta do número de conjuntos elétricos não fazem parte de *clusters* significativos, o que sugere certa independência espacial dos seus indicadores, sem padrões significativos de comportamento das interrupções nessas regiões. Desta forma, fica evidente que a heterogeneidade da área de concessão da Celg Distribuição é extrapolada para os indicadores de continuidade.

A análise realizada neste artigo pode ser estendida para as demais distribuidoras de energia elétrica no Brasil, uma vez que a metodologia utilizada é replicável e os dados estão disponíveis para todas as distribuidoras brasileiras. Como sugestão para pesquisas futuras, tem-se a avaliação dos determinantes das interrupções de modo a considerar os efeitos espaciais, uma vez que os mesmos são significativos. Explorar estes determinantes é essencial na busca

de redução das interrupções e melhoria do bem estar dos consumidores, além de melhorar a posição da Celg Distribuição no ranking de qualidade da ANEEL, com vista a melhoria de bem-estar dos consumidores e geração de valor para os acionistas da empresa.

REFERÊNCIAS

ALMEIDA, C. A. *et al.* High spatial resolution land use and land cover mapping of the Brazilian Legal Amazon in 2008 using Landsat-5/TM and MODIS data. **Acta Amazonica**, v. 46, n. 3, p. 291-302, 2016.

ALMEIDA, E. **Econometria Espacial Aplicada**. Campinas: Alínea Editora, 2012.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. 2018. Acesso em: 10 maio 2018.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Indicadores Coletivos de Continuidade. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/indicadores-coletivos-de-continuidade>>. 2017. Acesso em: 05 de Jan. 2018.

BAILEY, N.; HOLLY, S.; PESARAN, M. H. A Two-Stage Approach to Spatio-Temporal Analysis with Strong and Weak Cross-Sectional Dependence. **Journal of Applied Econometrics**, v. 31, n. 1, p. 249-280, 2016.

CAVALCANTE, A; ALMEIDA, R. P.; BAKER, N. The urban dynamics of financial services: centralities in the metropolis. **Nova Economia**, v. 26, n. Esp, 2017.

EXAME. **As 100 maiores empresas por região do país em três listas**. 2018. Disponível em: <https://exame.abril.com.br/revista-exame/100-maiores-por-regiao/>. Acesso em: 18 maio 2018

FMI - Internacional Monetary Fund. **World Economic Outlook Database**. Disponível em: <http://www.imf.org>. 2018. Acesso em: 24 maio 2018.

GOODCHILD, M. F. The validity and usefulness of laws in geographic information science and geography. **Annals of the Association of American Geographers**, v. 94, n. 2, p. 300-303, 2004.

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. 2018. Disponível em: <<https://www.ibge.gov.br/>>. Acesso em: 20 maio 2018.

KEEBLE, D.; WILKINSON, F. **High-technology clusters, networking and collective learning in Europe**. Routledge, 2017.

LAMERS, P. *et al.* Techno-economic analysis of decentralized biomass processing depots. **Bioresource technology**, v. 194, p. 205-213, 2015.

MORAN, P. A. P. The interpretation of statistical maps. **Journal of the Royal Statistical Society. Series B (Methodological)**, v. 10, n. 2, p. 243-251, 1948.

OINAS, P. Proximity, external relations, and local economic development. In: **Proximity, Distance and Diversity**. Routledge, 2017. p. 11-30.

OLIVEIRA, E. A.; CAIRES, F. O.; OLIVEIRA, S. V. Uma análise exploratória para a identificação de *clusters* de propensão à criminalidade no Estado da Bahia para o ano de 2010. **Revista Econômica do Nordeste**, v. 48, n. 4, p. 9-24, 2017.

PELIZZA, C. R. Uma análise do impacto do potencial de mercado sobre os salários no Rio Grande do Sul, utilizando a mudança de regime markoviano. **Ensaio FEE**, v. 37, n. 4, p. 875, 2017.

TOBLER, W. R. A computer movie simulating urban growth in the Detroit region. **Economic geography**, v. 46, n. sup1, p. 234-240, 1970

3 – DETERMINANTES DA DURAÇÃO DAS INTERRUPÇÕES NO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA DA CELG DISTRIBUIÇÃO

RESUMO: Este artigo investiga quais os determinantes da duração das interrupções de energia no estado de Goiás, estabelecendo as diferenças de impactos para a Região Metropolitana de Goiânia e o Interior do Estado de Goiás. Para tanto, utilizou-se da estimativa de uma decomposição de Oaxaca (1973) da Celg Distribuição. Os principais resultados sugerem que há diferenças significativas entre a duração das interrupções no interior e na Região Metropolitana de Goiânia (REMG), sendo mais baixa neste grupo. Além disso, mostrou-se também como a causa da interrupção e o momento de sua ocorrência são significantes na explicação da duração desta interrupção. Ademais, mostra-se que as unidades consumidoras gerou impactos significativos nas durações e que este impacto decorreu-se tanto da quantidade de unidades consumidoras que o conjunto apresenta, quanto da qualidade destas unidades consumidoras ligadas ao conjunto elétrico. Como política para a Enel Distribuição Goiás, de aplicação de padrão de manutenção específico para o interior do Estado de Goiás, uma vez que este se mostrou com qualidade pior que a apresentada pela Região Metropolitana de Goiânia (REMG) e ainda que sejam utilizados de previsões meteorológicas para aumentar a previsibilidade e disposição de equipes de atendimento previamente à interrupções.

Palavras-chave: Interior do Estado de Goiás; Região Metropolitana de Goiânia; Celg; Qualidade do serviço.

ABSTRACT: This article shows the determinants of the duration of energy interruptions in the state of Goiás, and was determined as an impact scenario for the Metropolitan Region of Goiânia and the State of Goiás. decomposition of Oaxaca (1973) by Celg Distribuição. The most recent results are the differences between the last interruptions and the Metropolitan Region of Goiânia (REMG), being lower in this group. In addition, it also stood out as one of the causes of the interruption and significance of its duration. In addition, it is shown how the most successful units are those that have an impact on the decoration and the quantity of consumption units that the assembly presents, as a positive power supply to the electrical assembly. As a policy for Enel Distribuição Goiás, applying a specific maintenance pattern for the interior of the state of Goiás, since it was shown to be of worse quality than that presented by the Metropolitan Region of Goiânia (REMG) increase the predictability and availability of service teams prior to disruptions.

Key-words Continuity Indicators: Interior of the State of Goiás; Metropolitan Region of Goiânia; Celg; Quality of service.

3.1 INTRODUÇÃO

Dentre as distribuidoras de energia elétrica brasileira, a Celg D apresenta os piores indicadores de continuidade do fornecimento, figurando como a distribuidora que mais extrapola os limites regulatórios de frequência e de duração de interrupções. Por esse motivo, a empresa pagou um total de mais de R\$400 milhões em compensações financeiras, pagas aos seus quase 3 milhões de consumidores. Reduzir estas compensações financeiras implica em

reduzir as interrupções de energia, o que mostra que é importante que a distribuidora conheça o problema em detalhes, incluindo suas causas e áreas mais críticas, de modo a canalizar investimentos e direcionar sua política de manutenção para estas regiões (ANEEL, 2018).

Em média, o consumidor da Celg D tem ficado 25 horas/ano sem energia elétrica, enquanto que a ANEEL reconhece que a distribuidora tem um limite de 15 horas/ano. Isso mostra que o limite regulatório tem sido extrapolado em mais de 50%, o que é agravado quando avaliadas regiões específicas. Contudo, não existe na literatura trabalhos que tratem dessa questão da Celg Distribuição, ainda que existam dados públicos sobre o tema. Nesse contexto, o presente trabalho tem o objetivo geral de verificar quais os determinantes da duração das interrupções de energia no estado de Goiás. Especificamente, busca-se:

- Verificar os determinantes da duração das interrupções de energia elétrica na área de concessão da Celg D;
- Avaliar a existência e o sentido de diferenças entre duração de interrupções que ocorram na Região Metropolitana de Goiânia e no Interior do Estado de Goiás.

Para alcançar estes objetivos, a estratégia metodológica utilizada é a estimação de uma regressão múltipla usando dados das ocorrências de interrupções na área de concessão e uma decomposição de Oaxaca (1973), metodologia amplamente utilizada em outras áreas, mas ainda não aplicada no setor elétrico brasileiro. A justificativa da divisão da amostra decorre da extensão da área de concessão e a grande quantidade de conjuntos elétricos da distribuidora. Assim, realiza-se a avaliação com um agrupamento mais simples do que os 148 conjuntos elétricos criados pela ANEEL.

Esse trabalho diferencia-se da literatura já existente por haver escassez de estudos econômico-financeiros sobre os indicadores de continuidade e por inexistir estudos econométrico dos indicadores de continuidade da Celg D. Além de não haver estudos que avaliem dados específicos sobre a duração da interrupção de energia elétrica, não se tem conhecimento de trabalhos que tenham utilizado microdados disponibilizados pela própria distribuidora, com foco nas diferentes regiões da área de concessão. Ademais, ao avaliar por meio da Decomposição de Oaxaca, este trabalho inova também quanto à metodologia utilizada.

Ademais, ao utilizar a divisão dos conjuntos elétricos da área de concessão da distribuidora em dois grupos maiores, legalmente reconhecidos e amplamente difundidos, permite simplificar a análise de resultados e avaliar a diferença entre estas duas regiões do Estado de Goiás. Quanto à estrutura do trabalho, o mesmo está dividido em três seções, além

da introdução e considerações finais. Respectivamente, segue-se a seguinte ordem: Revisão de Literatura, Metodologia e Dados, Resultados e Discussões e, por fim, a seção de Conclusões e Considerações Finais.

3.2 REVISÃO EMPÍRICA

Com vista a levantar os principais determinantes da duração das interrupções de energia elétrica na área de concessão da Celg Distribuição (Celg D), esta seção apresenta alguns dos fatores determinantes desta duração, de acordo com o levantamento bibliográfico realizado. Apesar desta análise focar na duração das interrupções, este referencial versa sobre os indicadores de qualidade como um todo, uma vez que a literatura não trata separadamente os dados de duração e de frequência e ainda que a análise não é feita utilizando dados segregados, mas sim dados agregados de indicadores. As causas são agrupadas em três grupos, sendo eles as decorrentes de desenho institucional, as ocasionadas por características físicas do sistema de distribuição e os fatores ambientais, causados pela natureza e por ação humana. Os trabalhos analisados compreendem o período de 1987 a 2015 e tratam de análises do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) e de outros países, com metodologias diversas, sejam qualitativas ou quantitativas. Ademais, nota-se que juntamente com as agências reguladoras locais, as distribuidoras são as principais fontes dos dados para os trabalhos analisados.

Em relação às causas institucionais, verifica-se que o modelo regulatório também influencia a qualidade da energia elétrica. Quando o modelo de preço máximo (*price cap*) ou preço fixo (*freeze*) são aplicados, a tendência é que ocorra piora dos indicadores de continuidade. Isso decorre da possibilidade de não haver relação entre a qualidade de serviços e a regulamentação de incentivos, o que sugere superioridade do modelo tarifário de *cost plus*, que incorpora na tarifa todo o custo com o sistema de distribuição, para a qualidade no setor elétrico, mas este não é o modelo adotado no Brasil, pois o que se vê no SEB é um modelo que atribui à distribuidora um limite máximo com gastos em manutenção, o chamado modelo de preço máximo. Independentemente do tipo de marco regulatório, outra característica fundamental do setor elétrico que tem impacto sobre a qualidade é a definição do modelo regulatório, pois quando este desenho permite que os agentes tenham as informações e opções necessárias para sua atuação, é possível atenuar a assimetria de informação entre o regulador e o regulado, reduzindo a discricionariedade do órgão regulador do setor e melhorando a qualidade do serviço prestado. Estes determinantes impactam a estrutura da distribuidora e o incentivo que esta dispõe para melhorar a qualidade, o que sugere que tem impacto sobre o patamar dos indicadores, mas não sobre suas variações de curto prazo. Com isso, é possível

aplicar técnicas mais efetivas de planejamento e controle da qualidade no setor, como, por exemplo, a aplicação de *bechmarking* para estabelecimento de metas regulatórias bem definidas e coerentes, uma vez que alterações metodológicas na definição de cálculos e de limites desses indicadores impactam nos valores apurados, ou seja, mostrando que a distribuidora reage às alterações regulatórias (JAMASB e POLLITT, 2001; FUMAGALLI e SCHIAVO, 2007; PESSANHA *et al.*, 2007; TER-MARTIROSYAN e KWOKA, 2008; SILVA *et al.*, 2014).

Fatores institucionais internos à empresa também definem a trajetória da qualidade de energia elétrica distribuída por ela. Empresas maiores geralmente apresentam interrupções mais duradouras, o que sugere que a economia de escala que existe para a distribuição de energia referente aos custos fixos não se aplica aos indicadores de continuidade. Por outro lado, não se pode afirmar que o controle acionário, seja ele público ou privado, tenha impacto sobre a qualidade de energia elétrica, pois não se observa na literatura diferenças significantes entre estes dois grupos de empresas (FUMAGALLI e SCHIAVO, 2007).

Outro fator institucional importante para a qualidade de energia elétrica é a composição da diretoria, pois quanto mais diretores internos, melhor os indicadores de continuidade e, portanto, menor a duração das interrupções. Ou seja, a composição do capital da distribuidora não tem impacto, mas a influência política, aqui entendida como presença de diretores externos, tem impacto relevante. Além disso, a combinação entre maior percentual de capital privatizado e maior número de diretores externos aumenta a duração média das interrupções, ou seja, piorando a qualidade. Adicionalmente, pode-se afirmar que quanto maior o preço médio de venda de energia ao consumidor final, menores serão os indicadores de continuidade, uma vez que as distribuidoras terão maior capacidade financeira de investimentos e de gastos com manutenção (CHALLERTON, 2004; FUMAGALLI e SCHIAVO, 2007).

Os atributos físicos do sistema de distribuição também são essenciais na determinação da qualidade da energia elétrica, como a própria estrutura da rede. Redes extensas, subestações pequenas e falta de padronização nos equipamentos utilizados contribuem para redução do bem-estar dos consumidores, pois dificultam o restabelecimento da distribuição de energia elétrica. A literatura também destaca a necessidade de se implementar a automação no sistema, tendo em vista a complexidade da distribuição. A automação do sistema é essencial, uma vez que o sistema de distribuição é complexo. O grau de automação do sistema e a precisão da conectividade de dados são capazes de reduzir a frequência e duração das interrupções. Essa automação, por exemplo pode ocorrer nos alimentadores ou por meio da estimativa de falhas e

distância de falhas no sistema (MELIOPOULOS, 1998; CHALLERTON, 2004; MASEMBE, 2015).

Complementarmente às ações de investimento, o desenvolvimento de um padrão de manutenção específico pode diminuir os indicadores de continuidade, por meio do planejamento e gastos com manutenção otimizados, aproveitando da economia de escala gerada pela padronização e reduzindo custos. Outro ponto a ser considerado é a autonomia do sistema e a disponibilidade dos recursos humanos, com um redimensionamento das equipes de atendimento. Incluído na manutenção e operação do sistema estão ainda a disponibilidade dos recursos humanos com papel essencial nesse processo. Desta forma uma metodologia de dimensionamento das equipes de atendimento, pode não só reduzir custos com pessoal, mas também de redução da duração das interrupções, por meio da redução dos seus indicadores de continuidade (CHALLERTON, 2004; STEINER *et al.*, 2006; TER-MARTISORYAN e KWOKA, 2008).

A continuidade dos serviços também depende de fatores ambientais e que não ligados diretamente à ação humana, tais como as tempestades de vento e de água, animais, vegetação, geologia, localização e descargas atmosféricas. Há ainda os fatores ambientais gerados prioritariamente por ação humana. Dentre estes fatores, é possível citar a poluição, incêndios e acidentes com veículos. Entretanto os fatores ambientais não podem ser totalmente controlados. Contudo, uma vez detectadas as suas influências pode-se utilizar de previsões meteorológicas, por exemplo, para estimar o comportamento dos indicadores de continuidade e se antecipar na busca de minimizá-los. Outra forma de minimizar o impacto destas é com a utilização de para-raios e proteção da rede contra choques de animais e automóveis. Existe ainda a possibilidade de adaptação da estrutura da rede à geologia para evitar ser afetada por problemas geológicos. Enquanto que movimentações do solo e a localização em regiões montanhosas podem gerar problemas, e são variáveis que exigem adaptação do sistema de distribuição e, portanto, podem ser mais facilmente minimizados seus impactos negativos sobre a qualidade da energia elétrica (CHOW e TAYLOR, 1995; MELIOPOULOS, 1998; CHALLERTON, 2004; XU e CHOW, 2006; PESSANHA, 2007; ALVES *et al.*, 2008; HERMAN *et al.*, 2015).

Outras variáveis como a poluição, o fogo e os acidentes com veículo, apesar de não poderem ser totalmente controladas por serem causadas por terceiros, podem ser minimizadas com vista a não só reduzir o prejuízo nos indicadores de continuidade, mas também aumentar

a segurança daqueles que têm contato físico direto com o sistema elétrico, o que, de certa forma, inclui toda a população.

O Quadro 3.1 sintetiza os grupos e determinantes das durações de interrupção no fornecimento de energia. Os efeitos destas variáveis sobre a qualidade da energia elétrica estão indicados na última coluna e, quando negativos, indicam redução na qualidade por meio do aumento do tempo sem fornecimento, enquanto que sinais positivos indicam que a variável melhora o fornecimento de energia elétrica por meio da redução da duração das interrupções do serviço. Visando avaliar os determinantes das interrupções de energia elétrica, serão utilizados os fatores ambientais, os fatores institucionais e os atributos físicos do sistema, sob as hipóteses de que os impactos são significativos e que ainda são diferentes para a Região Metropolitana de Goiânia (REMG) quando comparados ao Interior do Estado de Goiás, com duração maior nesta região que naquela. A próxima seção apresenta a metodologia, com informações sobre os dados, método e variáveis utilizadas na pesquisa.

Grupo	Autores	Determinante	Impacto*
Fatores institucionais	Jamash e Pollitt (2001), Challerton (2004), Fumagalli e Schiavo (2007), Pessanha <i>et al.</i> (2007) e Ter-Martirosyan e Kwoka (2008).	Modelo regulatório (preço fixo ou preço máximo)	-
		Modelo regulatório (<i>Cost plus</i>)	+
		Desenho regulatório bem definido	+
		Empresas maiores	+
		Privatização	±
		Presença de diretores internos	+
		Nível tarifário	+
Atributos físicos do sistema de distribuição	Meliopoulos (1998), Challerton (2004), Steiner <i>et al.</i> (2006), Ter-Martirosyan e Kwoka (2008) e Masembe (2015).	Automação do sistema	+
		Padrão de manutenção específico	+
		Sistema de manutenção autônomo	+
		Redimensionamento de equipes de atendimento	+
		Tamanho da subestação	+
		Extensão da rede	-
		Padronização dos equipamentos utilizados	+
Fatores ambientais	Chow e Taylor (1995), Meliopoulos (1998), Challerton (2004), Xu e Chow (2006), Pessanha (2007), Alves <i>et al.</i> (2008), Herman <i>et al.</i> (2015)	Tempestades (de vento e de água)	-
		Animais na rede	-
		Vegetação na rede	-
		Geologia desfavorável	-
		Localização desfavorável	-
		Descargas atmosféricas	-
		Poluição	-
		Incêndios	-
		Acidentes com veículos	-

Quadro 3.1 – Síntese dos determinantes dos indicadores de duração das interrupções de energia elétrica

Fonte: Elaboração própria.

*Quanto maior o indicador de continuidade, pior a qualidade da energia elétrica. Assim, o sinal do impacto dos determinantes mapeados sobre os indicadores de continuidade do fornecimento de energia é o oposto do impacto sobre a qualidade de energia elétrica.

3.3 METODOLOGIA

Esta seção apresenta a metodologia aplicada para a avaliação dos determinantes da duração das interrupções de energia elétrica no Estado de Goiás. Vale ressaltar que é feita uma avaliação das durações das suspensões no fornecimento, que impactam, mas não são exatamente, o indicador de continuidade coletivo de Duração Equivalente da Interrupção (DEC). Enquanto que a duração das interrupções representa quanto tempo levou para o reestabelecimento do serviço, o DEC é uma média ponderada desta duração pelo número de consumidores do conjunto elétrico ou da área de concessão. A equação 1 mostra essa relação, sendo o denominador o somatório das durações.

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} t(i)}{Cc} \quad (1)$$

Em que:

- i : índice de unidades consumidoras atendidas em baixa tensão ou média tensão faturadas do conjunto;
- $t(i)$: tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora considerada ou ponto de conexão, medida em minutos;
- Cc : número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em Baixa Tensão (BT) ou Média Tensão (MT).

3.3.1 Dados e modelagem

A equação a ser estimada está apresentada na equação 2. Esta equação mostra que o tempo é função de uma constante, da localização do conjunto elétrico, dos atributos físicos elétricos, da causa da interrupção e ainda depende também de quando a interrupção ocorre. Enquanto que o atributo equivale às características físicas do sistema de distribuição, o período é uma proxy para as variáveis ambientais. Por sua vez, o fato de uma interrupção ocorrer na Região Metropolitana de Goiânia é uma variável ampla que contempla tanto fatores ambientais, mas também fatores institucionais internos da empresa, uma vez que seu centro operacional está localizado na capital do estado, e portanto, mais próximo destes locais.

$$\begin{aligned} Tempo = & \beta_1 + \beta_2 REMG + \beta_3 Consumidores + \beta_4 \sum causas \\ & + \beta_5 \sum período \end{aligned} \quad (2)$$

Esta equação será estimada para a amostra completa como também para as duas subamostras consideradas na pesquisa. A primeira será a Região Metropolitana de Goiânia e a segunda será estimada para a duração das interrupções que ocorreram no interior do Estado de Goiás, na área de concessão da Celg Distribuição. Os dados utilizados neste trabalho são obtidos diretamente do banco de dados da distribuidora e contam com informações sobre todas as interrupções ocorridas na área de concessão da Celg D, com duração superior a 3 minutos, que ocorreram ao longo do ano de 2014. A variável de análise é a duração das interrupções, mas vale ressaltar que uma interrupção pode afetar mais de um consumidor. Nesta equação, o somatório indica as dummies de causas e as dummies de períodos. Estas variáveis estão detalhadas na Quadro 3.2.

Classe de variável	Variável	Descrição	Fonte
Variável Explicada	Tempo	Duração da interrupção do fornecimento de energia elétrica, em minutos.	Celg D
Localização	REMG	1 para conjuntos da Região Metropolitana de Goiânia e 0, caso contrário	Celg D
Atributo físico	Unidades consumidoras	Quantidade de unidades consumidoras do conjunto elétrico no mês.	Celg D
Causa	1-AA	1 para interrupção causada por abertura acidental e 0, caso contrário.	Celg D
	2-CS	1 para interrupção causada por cabo solto na subestação e 0, caso contrário.	Celg D
	3-MA	1 para interrupção causada por meio ambiente e 0, caso contrário.	Celg D
	4-T	1 para interrupção causada por terceiros e 0, caso contrário.	Celg D
	5-IP	1 para interrupção causada por intervenção programada e 0, caso contrário.	Celg D
	6-PS	1 para interrupção causada por causas próprias do sistema e 0, caso contrário.	Celg D
	7-DE	1 para interrupção causada por defeitos em equipamentos e 0, caso contrário.	Celg D
	8-FO	1 para interrupção causada por falha operacional e 0, caso contrário.	Celg D
	9-NI	1 para interrupção causada por causa não identificada e 0, caso contrário.	Celg D
Período	Jan-Mar	1 para interrupção ocorrida no 1º trimestre e 0, caso contrário.	Celg D
	Abr-Jun	1 para interrupção ocorrida no 2º trimestre e 0, caso contrário.	Celg D
	Jul-Set	1 para interrupção ocorrida no 3º trimestre e 0, caso contrário.	Celg D
	Out-Dez	1 para interrupção ocorrida no 4º trimestre e 0, caso contrário.	Celg D

Quadro 3.2 – Descrição e fonte das variáveis utilizadas

Fonte: Elaboração própria.

3.3.2 Decomposição de Oaxaca

A decomposição de Oaxaca (1973) é bastante empregada no mercado de trabalho para analisar a desigualdade de rendimentos. Em seu trabalho, o autor analisa a diferença de rendimentos entre homens e mulheres que, uma vez observada, pôde ser decomposta em uma parte explicada, decorrente da diferença de atributos, e em outra parte não explicada, sendo esta uma *proxy* para a discriminação no mercado de trabalho. Ela tem sido amplamente aplicada ao mercado de trabalho, por exemplo, nos trabalhos de Carneiro (2016), Ruesga *et al.* (2014), Monsueto e Simão (2008) e Matos e Machado (2006). Além da aplicação no mercado de trabalho, a decomposição utilizada na produção desta pesquisa também tem sido aplicada na

análise de outros temas, como o faz Dohmen *et al.* (2011) para investigar as atitudes arriscadas individuais, enquanto que Sayer *et al.* (2004) analisa se os pais estariam investindo financeiramente menos em seus filhos. Todos estes trabalhos concluem pela diferença entre os grupos de análise, corroborando as hipóteses de diferentes impactos das variáveis de análise sobre os grupos amostrais.

Desta forma, constata-se diferenças na continuidade do fornecimento de energia elétrica a depender da área que está sendo observada. É nesse cenário que se realiza a análise para a decomposição da parte explicada, relativa às dotações dos conjuntos elétricos, e uma parte não explicada, aqui nomeada como efeito qualidade ou gravidade. Apesar da decomposição de Oaxaca ainda não ter sido utilizada para analisar este tipo de situação, a mesma pode ser bastante útil para analisar as diferentes durações de interrupção de fornecimento de energia elétrica, com alguns ajustes em algumas expressões.

Assim, analisa-se a duração das interrupções de energia elétrica. As unidades de análise deste trabalho são os conjuntos elétricos que estão na Região Metropolitana de Goiânia e os conjuntos que estão localizados no interior do Estado de Goiás, nomeadamente interior. A variável explicada equivale ao salário no trabalho original, aqui é composta pela duração das interrupções de fornecimento de energia elétrica.

Assim, seguindo a mesma estrutura do trabalho original, porém com as adaptações ao caso estudado, são estimadas regressões de duração distintas para os dois grupos de comparação, REMG (g) e Interior (p), na forma da equação 3.

$$\begin{aligned}\bar{y}_{ij} &= \bar{x}_{ij}\hat{\beta}_{ij} + \mu_{ij} \\ j &= g, p \\ i &= 1, \dots, n\end{aligned}\tag{3}$$

Onde $\bar{y}$ e $\bar{x}$ são as médias das durações de interrupção e das variáveis explicativas, respectivamente. Com isso, o objetivo é decompor o *gap* das durações em uma parte associada às características dos conjuntos elétricos e em uma parte residual não explicada pelo modelo, ou simplesmente parte não explicada. Admitindo-se duração das interrupções, não sujeita a parte não explicada, β^* , a diferença entre as durações das interrupções nos conjuntos da Grande Goiânia e do interior pode ser expressa na equação 4:

$$D = \bar{y}_{ig} - \bar{y}_{ip} = (\bar{x}_{ig} - \bar{x}_{ip})\beta_i^* + \bar{x}_{ig}(\beta_{ig} - \beta_i^*) + \bar{x}_{ig}(\beta_i^* - \beta_{ip}) \quad (4)$$

O primeiro termo da equação (5) tem o objetivo de medir a diferença média das características entre os conjuntos do interior e da região metropolitana, ponderados pela estrutura, sem distinção de produtividade, enquanto que o segundo e terceiro termo captam as diferenças não explicadas. Para a estimativa da estrutura explicada, β^* , Oaxaca e Ranson (1994) sugerem a equação (5):

$$\beta^* = \Omega\beta_g + (I - \Omega)\beta_p \quad (5)$$

Em que é uma matriz de peso e I é uma matriz identidade. Igualando estas duas matrizes, considera-se que a duração das interrupções na capital é a duração não afetada pela parte não explicada, conforme indicado na equação (6). Então:

$$D = \bar{y}_{ig} - \bar{y}_{ip} = (\bar{x}_{ig} - \bar{x}_{ip})\beta_i^* + \bar{x}_{ig}(\beta_{ig} - \beta_{ip}) \quad (6)$$

Nesta equação, o primeiro termo mensura a parcela do *gap* relacionada à diferença nas características médias dos conjuntos, utilizando a duração das interrupções na REMG como referência. A parcela não explicada das diferenças entre as durações é captada pelo segundo termo, que corresponde a parte não explicada, ou seja, o diferencial devido as diferentes qualidades de determinados atributos entre os conjuntos da REMG e os demais, denominado efeito produtividade. Um valor positivo para estes fatores indica que haveria redução da diferença entre os dois grupos, se houvesse a mesma produtividade nos dois, ou se houvessem as mesmas características. Caso contrário, sendo o valor negativo, indicaria que a diferença nas durações das interrupções sofreria um aumento, caso houvesse a mesma produtividade nos dois grupos.

3.4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

A Tabela 3.1 apresenta as estatísticas descritivas básicas dos dados utilizados, segregados por causa da interrupção e também pelas duas subamostras avaliadas. Ao todo são consideradas 226.413 observações para o presente estudo, 65.682 ocorrências na Região Metropolitana de Goiânia (REMG) e 160.731 ocorrência no interior do Estado de Goiás, abreviadamente (interior). Na Tabela 3.1 observa-se que a maior parte das interrupções ocorrem devido à abertura accidental (AA), tanto no interior quanto na REMG, sendo responsável por mais de 1/3 de todas as interrupções na distribuição de energia no estado neste ano.

Tabela 3.1 – Estatísticas descritivas da duração das interrupções de energia elétrica

Causa	Todos os conjuntos elétricos						Região Metropolitana de Goiânia						Interior do Estado					
	Frequência			Duração			Frequência			Duração			Frequência			Duração		
	Absoluta	Relativa	Média	D.P.	Min.	Máx.	Absoluta	Relativa	Média	D.P.	Min.	Máx.	Absoluta	Relativa	Média	D.P.	Min.	Máx.
1-AA	79.193	35,0	316	439	3	13211	19.213	29,3	256	356	3	5677	59.980	37,3	336	460	3	13211
2-CS	40.966	18,1	413	511	3	18009	6.362	9,7	379	466	3	5857	34.604	21,5	420	518	3	18009
3-MA	2.478	1,1	452	728	3	7430	570	0,9	356	658	3	6723	1.908	1,2	481	746	3	7430
4-T	4.093	1,8	159	106	3	1724	1.658	2,5	139	85	3	519	2.435	1,5	173	116	3	1724
5-IP	45.464	20,1	312	525	3	44069	16.680	25,4	225	338	3	4773	28.784	17,9	363	602	3	44069
6-PS	24.337	10,8	450	833	3	14776	9.270	14,1	301	466	3	9041	15.067	9,4	542	983	3	14776
7-DE	28.703	12,7	253	404	3	10984	11.622	17,7	210	297	3	5833	17.081	10,6	281	461	3	10984
8-FO	17	0,0	14	16	3	75	9	0,0	19	21	9	75	8	0,0	8	5	3	15
9-NI	1.162	0,5	14	27	3	307	298	0,5	12	19	3	156	864	0,5	14	29	3	307
Total	226.413	100	336,4	525	3	44069	65.682	100	254,8	375	3	9041	160.731	100	369,7	572	3	44069

Fonte: elaboração própria com dados da pesquisa.

Durações expressas em minutos.

A situação é distinta, porém, se considerada a segunda causa com mais interrupções, o fundamento da área de concessão como um todo diz respeito às intervenções programadas (IP), o que se observa também considerando somente a REMG e passa a ser o cabo solto na subestação (CS) quando se restringe a amostra somente aos conjuntos do interior do Estado de Goiás. Se observada a duração das interrupções, verifica-se distintamente que a causa que gera as quedas mais demoradas de serem restabelecidas no estado são as causadas pelo meio ambiente (MA). Todavia, a situação é distinta quando considerados somente os conjuntos da REMG, para os quais se observa ser o cabo solto na subestação. No interior, observa-se que a maioria absoluta das durações médias das interrupções é maior, sendo a única exceção as interrupções causadas por falhas operacionais (FO). Esta descrição dos dados permite verificar diferenças entre as durações de interrupções nas duas localidades, e ainda a variabilidade decorrente da causa da interrupção, reforçando a importância de se avaliar as duas regiões separadamente e também as causas de forma desagregadas (Tabela 3.1).

Adicionalmente, é possível conhecer qual a causa com maior impacto na duração total das interrupções. Para isso, é calculado o somatório das interrupções por causa e ainda segregando-os entre REMG e Interior. Os resultados estão apresentados na Tabela 3.2 e reforçam que a causa com maior frequência e com maior duração total de interrupções são ocasionadas por abertura acidental (AA). Resumidos os dados, realizou-se também a estimação de um Modelo de Mínimos Quadrados Ordinários para determinação das interrupções de energia elétrica na área de concessão da Celg D, em 2014. São estimados três modelos, sendo o primeiro considerando toda a área de concessão da Celg D, o segundo restrito aos conjuntos elétricos da REMG e o terceiro restrito aos demais conjuntos, nomeados de interior. Estes modelos estão apresentados na Tabela 3.3. Foi preciso também omitir uma *dummie* de causa e

uma *dummie* temporal para evitar o problema de colinearidade perfeita entre as variáveis explicativas. Desta forma, foi omitida a variável de Abertura Acidental (AA) e o quarto trimestre, variável out-dez.

Tabela 3.2 – Duração total das interrupções por causa, 2014

Causa	Todos os conjuntos		REMG		Interior	
	Tempo (horas)	%	Tempo (horas)	%	Tempo (horas)	%
1-AA	417.434	33%	81.871	29%	335.563	34%
2-CS	282.151	22%	40.161	14%	241.991	24%
3-MA	18.674	1%	3.378	1%	15.296	2%
4-T	10.869	1%	3.846	1%	7.023	1%
5-IP	236.611	19%	62.480	22%	174.131	18%
6-PS	182.641	14%	46.462	17%	136.178	14%
7-DE	120.823	10%	40.707	15%	80.116	8%
8-FO	4	0%	3	0%	1	0%
9-NI	264	0%	60	0%	204	0%
Total	1.269.469	100%	278.966	100%	990.503	100%

Fonte: Elaboração própria.

Observa-se que todas as variáveis explicativas apresentam impactos significativos ao nível de 1% de significância e que o sentido dos seus impactos são os mesmos, seja no interior seja na REMG. A distinção entre os dois grupos de unidades consumidoras analisadas está no valor destes impactos sobre o período em que a unidade consumidora ficou sem energia. As ocorrências da REMG apresentam duração de interrupção, na média, 20,2% menor do que as unidades consumidoras do interior, ou seja, quando há interrupção no fornecimento de energia elétrica, seu restabelecimento é mais rápido na região metropolitana.

Adicionalmente, o impacto dos atributos físicos dos conjuntos elétricos sobre a duração da interrupção ao nível da unidade consumidora também se mostrou significativo, sendo que quanto maior o número de unidades consumidoras do conjunto elétrico que a unidade consumidora (UC) pertence, mais rápido é seu restabelecimento do fornecimento: para a REMG para um aumento de 1% no número de UCs do conjunto, há uma redução média de 0,7% na duração das interrupções, impacto que é de somente 2,5% no interior. Esse resultado é completado com o que se estimou para a decomposição de Oaxaca, uma vez que é preciso se estabelecer qual a causa desse impacto diferente entre os dois grupos. Este resultado sugere que os atributos físicos do sistema de distribuição tem efeito sobre a duração das interrupções, o que corrobora com os trabalhos de Challerton (2004), Ter-Martisoryan e Kwoka (2008) e Masembe (2015).

Tabela 3.3 – Modelo de determinação da duração das interrupções, 2014

	GERAL	REMG	Interior
REMG	-0.202* (0.01)		
Unidades Consumidoras	-0.041* (0.00)	-0.076* (0.01)	-0.025* (0.00)
Cabo solto	0.259* (0.01)	0.366* (0.01)	0.239* (0.01)
Meio ambiente	-0.372* (0.04)	-0.328* (0.07)	-0.382* (0.05)
Terceiros	-0.323* (0.02)	-0.340* (0.02)	-0.313* (0.02)
Intervenção programada	-0.111* (0.01)	-0.204* (0.01)	-0.056* (0.01)
Próprias do sistema	0.085* (0.01)	0.057* (0.01)	0.104* (0.01)
Defeito em equipamento	-0.268* (0.01)	-0.173* (0.01)	-0.332* (0.01)
Falha operacional	-2.889* (0.21)	-2.377* (0.22)	-3.473* (0.24)
Não identificada	-3.211* (0.03)	-3.070* (0.05)	-3.257* (0.03)
Jan-Mar	0.094* (0.01)	0.081* (0.01)	0.097* (0.01)
Abr-Jun	-0.182* (0.01)	-0.162* (0.01)	-0.190* (0.01)
Jul-Set	-0.221* (0.01)	-0.169* (0.01)	-0.245* (0.01)
Constante	5.592* (0.03)	5.652* (0.05)	5.465* (0.04)
R ² Ajustado	0.0832	0.0777	0.0746
Número de observações	226413	65682	160731
F	2010.05	559.82	1412.15
Prob>F	0.00	0.00	0.00

Fonte: Elaboração própria.

*: p-valor <0,01; **:p-valor<0,05;***:p-valor<0,1. Erros padrão entre parênteses

As variáveis que não são *dummies* estão apresentadas em logaritmo (tempo e unidades consumidoras).

Controlou-se também a questão temporal e visando a parcimônia do modelo, considerou-se variáveis trimestrais, com a omissão do último trimestre do ano, como já mencionado anteriormente. Os resultados indicam que as interrupções que ocorreram no primeiro trimestre do ano foram as interrupções com maior duração, que estavam no primeiro trimestre do ano. Este resultado para 2014, porém, foi um resultado atípico, pois diz respeito ao período inicial de aplicação das regras da Revisão Tarifária de 2013, a qual restabeleceu a organização dos conjuntos elétricos e novos limites para os indicadores de continuidade da Celg D. O mais comum é que o quarto trimestre apresente as maiores durações de interrupções decorrente do aumento do índice pluviométrico no estado.

A avaliação da sazonalidade indica a possibilidade de impactos de fatores ambientais que são aquelas variáveis que sofrem mutação no curto prazo, como avaliado neste trabalho que compreende um ano civil específico. Estes resultados condizem com o indicado nos trabalhos Chow e Taylor (1995), Meilopoulos (1998), Challerton (2004), Xu e Chow (2006), Pessanha (2007), Alves *et al.* (2008) e Herman *et al.* (2015). A relevância destas variáveis ambientais, não tão controláveis quanto as variáveis de atributos físico-elétricos, por exemplo, tem a finalidade de apoiar na previsibilidade das interrupções para preparação prévia das equipes de manutenção e emergência, por exemplo.

Finalmente, os impactos das causas sobre a duração das interrupções. Estes impactos complementam os resultados apresentados nas Tabelas 3.3 e 3.4 de estatísticas descritivas e consideram uma análise mais robusta, uma vez que estamos controlando outros fatores e podemos utilizar a análise *ceteris paribus*. A causa da interrupção é, sem dúvidas, o mais importante determinante, dentre os apresentados neste estudo, para a determinação de quanto tempo se levará até restabelecer o fornecimento do serviço, uma vez que os coeficientes de impacto das causas apresentam grande variabilidade entre eles.

Algumas causas de interrupções podem estar associadas aos atributos físicos do sistema de distribuição: cabo solto, próprias do sistema, defeitos em equipamentos e falha operacional. Outras estão associadas aos fatores ambientais: meio ambiente e terceiros. Todas estas causas, cada uma com sua particularidade, permite verificar qual é o problema de solução mais demorada. Se a causa da interrupção é cabo solto na subestação e a UC está localizada na REMG, o tempo de restabelecimento é 36,6% maior que nos demais casos, enquanto se o fato gerador for uma falha operacional e a UC estiver fora da REMG, o tempo de atendimento é até 34,7% menor que nas demais situações. Considerando que tempo é uma variável estritamente positiva, esse resultado não é possível na prática, mas mostra que uma falha operacional, uma vez reconhecida, são de solução mais rápidas.

Contudo, toda a diferença identificada entre as duas regiões analisadas permitem inferir que há distinções relevantes entre a REMG e o interior do Estado, contribuindo para uma duração mais longa de interrupções no interior. Este resultado permite seguir com a estimação da decomposição de Oaxaca, para identificação das possíveis causas destas diferenças, é a dotação dos fatores, efeito quantidade, ou as características destes, efeito preço. De outra forma, é possível avaliar se a maior demora de reestabelecimento da distribuição de energia elétrica

nas regiões mais distantes de Goiânia decorrem da quantidade das variáveis, ou se as variáveis utilizadas para a explicação tem características distintas nas áreas avaliadas.

Na Tabela 4 os resultados, por determinantes, da decomposição estão apresentados. A coluna “explicada” mostra se a quantidade da variável explicativa é significativa sobre a distinção das durações das interrupções entre REMG e interior. Na segunda coluna constam o impacto das características das variáveis não explicadas. Em relação às unidades consumidoras, verifica-se, com a parte explicada, que a quantidade de unidades consumidoras que os conjuntos da REMG fazem a duração da interrupção ser maior nesta região que no interior. Todavia, ao se analisar a parte não explicada, com sinal negativo e significativo, é possível afirmar que as características destas unidades consumidoras são mais favoráveis na REMG e têm apresentado impacto favorável às ocorrências de interrupções nesta região. Em síntese, o impacto das unidades consumidoras têm sido distintos nas duas regiões não pela quantidade de unidades consumidoras que cada um tem nos conjuntos elétricos, mas pelas suas características.

Tabela 3.4 – Decomposição de Oaxaca

Variável	Explicada	Não explicada
Unidades consumidoras	0,005* (0,000)	-0,405* -0,06
Cabo solto na subestação	-0,043* (0,000)	0,027* (0,000)
Meio ambiente	0,001* (0,000)	0,001 (0,000)
Terceiros	-0,003* (0,000)	0 (0,000)
Intervenção programada	-0,015* (0,000)	-0,026* (0,000)
Próprias do sistema	0,003* (0,000)	-0,004* (0,000)
Defeito em equipamento	-0,012* (0,000)	0,017* (0,000)
Falha operacional	-0,000*** (0,090)	0,000** (0,040)
Não identificada	0,003* (0,000)	0,001* (0,000)
Jan-Mar	-0,004* (0,000)	-0,005 (0,000)
Abr-Jun	-0,003* (0,000)	0,005** (0,045)
Jul-Set	-0,006* (0,000)	0,012* (0,000)
Constante		0,186*** (0,060)

Total	-0,076* (0,000)	-0,193* (0,000)
-------	--------------------	--------------------

Fonte: elaboração própria.

*: p-valor <0,01; **:p-valor<0,05;***:p-valor<0,1. Erros padrão entre parênteses.

Em relação às causas, verifica-se com a parte explicada que a quantidade de interrupções causadas pelo meio ambiente, causas próprias do sistema ou causas não identificadas, estão impactando para uma duração maior das interrupções de energia na REMG enquanto que as demais causas têm um impacto negativo sobre a diferença analisada, ou seja, fazem com que as durações no interior sejam maiores. A parte não explicada referente às causas determina se há distinção no tempo de resposta da distribuidora para solucionar o problema de interrupção. Essa diferença não existe quando a causa é decorrente do meio ambiente ou de terceiros, porém existe para todas as demais situações na seguinte forma: é mais rápido para a REMG quando há intervenção programada e quando são causas próprias do sistema; e são mais rápidos para o interior quando há cabo solto na subestação, defeito em equipamento, falha operacional ou causa não identificada, sendo possíveis explicações a extensão territorial ou trânsito.

Quanto às variáveis temporais incluídas no modelo, verifica-se que a quantidade de interrupções tem impacto no fato de que na REMG a duração é menor, mas que também, pela parte não explicada das diferenças, que mostra maior tempo de resposta nesta região no 2º e 3º trimestre, por sinal período com menor duração nas interrupções, como indica a Tabela 3.4. Em síntese, tanto o MQO, quanto a decomposição de Oaxaca mostram que nem todos os fatores são favoráveis à REMG, mas que são estes os fatores predominantes, uma vez que a diferença é favorável para a região da capital do estado. É importante destacar também que estes resultados sugerem que o tratamento das ocorrências foram feitos de maneiras distintas dependendo da localização da mesma. Isso sugere que se observe os fatores de sucesso e de insucesso entre as duas regiões, uma vez que os atendimentos das duas regiões podem contribuir um com o outro para a redução da duração destas interrupções.

Como sugestão de política para a Enel Distribuição Goiás, com os resultados deste trabalho é possível indicar ao menos duas. A primeira sugestão é a identificação primária da causa, uma vez que a principal causa de interrupção refere-se vagamente a um acidente, sem especificar o que levou às interrupções causadas por abertura accidental. Ademais, outra ação a ser feita quanto à causa é identificar mais de uma causa. Por exemplo, dentre as ocorrências causadas por falha operacional, pode ser que em alguns casos tenha ocorrido intervenções

indevidas de terceiros no sistema e ainda que decorra de acidentes ambientais, como fogo, por exemplo.

Considerando a extensão da área de concessão e o fato de que as interrupções do interior do Estado de Goiás apresentam durações maiores, sugere-se também a utilização de uma política de manutenção específica para essa região. Uma vez identificada que as interrupções de energia elétrica no interior do Estado de Goiás têm apresentado durações mais longas, sugere-se um redimensionamento das equipes de atendimento nestas regiões para reduzir o tempo de deslocamento e consequentemente restabelecer o fornecimento de energia elétrica com mais rapidez, como acontece na Região Metropolitana de Goiânia.

3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A análise da qualidade da energia constitui fator determinante na busca da melhoria do serviço prestado. Neste trabalho, verificou-se alguns determinantes da duração das interrupções de energia, um problema grave enfrentado pela distribuidora Celg D, em Goiás. Verificou-se que há diferenças significativas nas durações das interrupções considerando a localização da unidade consumidora, uma vez que essa duração é menor na Região Metropolitana de Goiânia no interior. Os resultados foram obtidos a partir da estimação da decomposição de Oaxaca, com dados referentes a todas as interrupções que ocorreram na área de concessão no ano de 2014.

O atributo do conjunto que foi utilizado na análise também se mostrou significativo na explicação, indicando que o cenário no qual está incluída a unidade consumidora também é importante. As causas agrupadas se mostraram significativas nessa determinação, com impactos distintos de acordo com a localização da ocorrência e juntamente com as variáveis temporais mostram a possibilidade de modelagem econométrica dos indicadores de continuidade. A heterogeneidade dos impactos sugere que é importante uma boa identificação das causas e um tratamento adequado à realidade das ocorrências decorrentes de cada um dos grupos e região.

A relevância deste estudo está em utilizar um agrupamento reconhecido legalmente (Região Metropolitana de Goiânia e o interior do Estado de Goiás), utilizar uma metodologia inédita ao setor elétrico, a decomposição de Oaxaca, e ainda com dados por interrupções, desagregados, disponíveis somente no banco de dados da distribuidora.

Como sugestão para estudos futuros, sugere-se expandir esta pesquisa, considerando mais variáveis e um período mais extenso. Além disso, a investigação aqui realizada pode ser feita também para a frequência das interrupções e ainda aplicada às outras distribuidoras do

Brasil, especialmente àquelas que apresentam área de concessão maior e cujo os riscos de avaliação da área agrupada pode trazer resultados distorcidos.

REFERÊNCIAS

ALVES, L. C.; ARAÚJO, A. E. A.; MIRANDA, G. C. Afundamentos de Tensão Provocados por Descargas Atmosféricas Indiretas. **Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, SBSE**, 2008.

ANEEL. **PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional**, Brasília, DF, Janeiro 2017. Acesso em: 22 Jan. 2017.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. 2018. Acesso em: 10 maio 2018.

CARNEIRO, C. A. B. D. **Terceirização e salário-eficiência: o caso do Brasil**. 2016.

CARVALHO, A. F. R. **Um modelo de avaliação da qualidade no atendimento ao consumidor de energia elétrica aplicado na área comercial da Ceron**. Santa Catarina: Dissertação (Mestrado), Universidade Federal de Santa Catarina, 2003. Disponível em: <<https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/84794>>. Acesso em: 22 Jan. 2017.

CHALLERTON, B. G. Network reability measurement, reporting, benchmarking and alignent with international practices. **ESKON**, África do Sul, 2004.

CHOW, M.; TAYLOR, L. S. Analysis and prevention of animal-caused faults in power distribution systems. **IEEE Transactions on Power delivery**, v. 10, n. 2, p. 995-1001, 1995.

DECKMANN, S. M. **Avaliação da Qualidade da Energia Elétrica**. Campinas: Tese (Doutorado), Universidade de Campinas, 2010. Disponível em: <<http://www.bibliotecadigital.unicamp.br/document/?down=vtls000342404>>. Acesso em: 1 Jan 2017.

DOHMEN, T.; FALK, A.; HUFFMAN, D.; SUNDE, U.; SCHUPP, J.; WAGNER, G. G. Individual risk attitudes: Measurement, determinants, and behavioral consequences. **Journal of the European Economic Association**, v. 9, n. 3, p. 522-550, 2011.

FUMAGALLI, E; SCHIAVO, L; DELESTRE, F. **Service quality regulation in electricity distribution and retail**. Springer Science & Business Media, 2007.

HASSIN, E. S. **Continuidade dos serviços de distribuição de energia elétrica: análise regulatória, correlação dos indicadores e metodologia de compensação ao consumidor**. 2003. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Itajubá.

HERMAN, R.; GAUNT, C. T.; TAIT, L. On the adequacy of electricity reliability indices in South Africa. In: **Proceedings of the South African Universities Power Engineering Conference, Johannesburg**. 2015. p. 28-30.

JAMASB, T.; POLLITT, M. L. Benchmarking and regulation: international electricity experience. **Utilities Policy**, v. 9, n. 3, p. 107-130, 2000.

MASEMBE, Angela. Reliability benefit of smart grid technologies: A case for South Africa. **Journal of Energy in Southern Africa**, v. 26, n. 3, p. 2-9, 2015.

MATOS, R. S.; MACHADO, A. F. Diferencial de rendimento por cor e sexo no Brasil (1987-2001). **Econômica**, v. 8, n. 1, p. 5-27, 2006.

MELIOPOULOS, A. P. S. *et al.* Power distribution practices in USA and Europe: Impact on power quality. In: **Harmonics and Quality of Power Proceedings, 1998. Proceedings. Eighth International Conference On.** IEEE, 1998. p. 24-29.

MONSUETO, S. E.; SIMÃO, R. C. S. The impact of gender discrimination on poverty in Brazil. **Cepal Review**, 2008.

OAXACA, R. Male-female wage differentials in urban labor markets. **International economic review**, p. 693-709, 1973.

OAXACA, Ronald L.; RANSOM, Michael R. On discrimination and the decomposition of wage differentials. **Journal of econometrics**, v. 61, n. 1, p. 5-21, 1994.

PESSANHA, J. F. M.; SOUZA, R. C.; LAURENCEL, L. C. **Um modelo de análise envoltória de dados para o estabelecimento de metas de continuidade do fornecimento de energia elétrica.** Pesquisa Operacional, Rio de Janeiro, 27, n. 1, Abr. 2007. 51-83.

RUESGA, S. M.; BICHARA, J. S.; MONSUETO, S. E. Movilidad laboral, informalidad y desigualdad salarial en Brasil. **Investigación económica**, v. 73, n. 288, p. 63-86, 2014.

SAYER, L. C.; BIANCHI, S. M.; ROBINSON, J. P. Are Parents Investing Less in Children? Trends in Mothers' and Fathers' Time with Children 1. **American journal of sociology**, v. 110, n. 1, p. 1-43, 2004.

SILVA, M. P. C.; LEBORGNE, R. C.; ROSSINI, E. A Influência da Metodologia de Regulação nos Indicadores de Continuidade DEC e FEC. **V Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos.** Foz do Iguaçu: SBSE. 2014.

STEINER, M. T. A. *et al.* Técnicas da Pesquisa Operacional aplicadas à Logística de Atendimento aos Usuários de uma Rede de Distribuição de Energia Elétrica. **Sistemas & Gestão**, Niterói, 1, n. 3, Dez. 2006. 229-243.

TER-MARTIROSYAN, A.; KWOKA, J. **Does Incentive Regulation Compromise Service Quality? The Case of US Electricity Distribution.** Northeastern University working paper, 2008.

WEYMAN-JONES, T. The theory of energy economics: an overview. In: HUNT, L. C.; EVANS, J. **International handbook on the economics of energy.** Cheltenham, UK: Edward Elgar Publishing, 2009. Cap. 2, p. 20-50.

XU, L.; CHOW, M. A classification approach for power distribution systems fault cause identification. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 21, n. 1, p. 53-60, 2006.

4 - CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente trabalho avaliou os indicadores de continuidade no fornecimento de energia elétrica para Celg Distribuição com vista a propor políticas de mitigação da situação problemática da empresa que figura como a pior do Brasil, dentre aquelas com mercado faturado anual superior a 1 TWh. O ineditismo dos dados utilizados nesta pesquisa e a aplicação de análise espacial e de decomposição de Oaxaca evidencia a originalidade do trabalho realizado. Adicionalmente, a relevância do mesmo encontra-se a economicidade buscada com sugestões de ações e políticas com base em resultados empíricos, utilizando dados brutos da própria distribuidora. Tudo isso, associado à disponibilidade de recursos para investimento e manutenção nos próximos anos, evidencia que esta pesquisa é um trabalho original, relevante e com aplicabilidade à realidade da Enel Distribuição Goiás, com seus 200 mil km² e 6 milhões de pessoas atendidas.

Os principais resultados apontam que há um problema estrutural com a extrapolação dos limites regulatórios dos indicadores da distribuidora, colocando-a como pior distribuidora do Brasil nos últimos anos, problema que foi acentuado a partir da transferência de controle acionário do Estado de Goiás para a União, em 2011. Este problema apresenta-se de forma heterogênea com concentração nas regiões do interior do Estado de Goiás. Além disso, verifica-se diferenças relevantes no que tange a região metropolitana de Goiânia (REMG) e o interior do Estado quanto às durações das quedas de energia.

A análise exploratória espacial da base de dados, exposta no capítulo 2, permitiu concluir que a reforma do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) e a federalização da empresa impactaram negativamente a qualidade do serviço da distribuidora. Observou-se ainda sazonalidade nos indicadores ao longo do ano e também heterogeneidade entre seus conjuntos elétricos, quer seja no que tange os seus indicadores de continuidade ou seus atributos físico-elétricos. As causas das interrupções também mostraram-se importantes variáveis a serem analisadas, uma vez que, a depender da causa, o restabelecimento do fornecimento de energia elétrica pode demorar, em média, dezessete vezes mais. Com base nesta exploração de dados, como política a ser aplicada pela Enel Distribuição Goiás, sugere-se especificar padrões de manutenção de acordo com as causas de interrupções identificadas, visto que foram pautadas diferenças relevantes em relação à frequência e duração de interrupções de acordo com a causa das mesmas.

A avaliação espacial dos indicadores de continuidade apontou que há diferentes níveis de indicadores ao longo da área de concessão da distribuidora e que a duração e a frequência apresentam padrões distintos quanto à repartição espacial, apesar de apresentarem correlação entre si, com níveis variáveis ao longo dos anos e entre todos os 148 conjuntos elétricos analisados. Identificou-se a presença de *clusters* em todos os períodos analisados em parte do território goiano, com predominância de *clusters* com problemas na região nordeste goiano e padrões aceitáveis na Região Metropolitana de Goiânia (REMG) e parte da região sudeste do estado. Com esta avaliação de cluster, sugere-se que a empresa aplique experiências dos conjuntos elétricos cujos indicadores estejam abaixo do limite regulatório e também que se abra discussão com a ANEEL sobre a inclusão de novas variáveis no modelo de determinação dos limites regulatório, visto que foi identificada alguma distorção destes limites, quando regiões mostraram-se com dificuldade de atingi-los.

Em relação à avaliação dos determinantes da duração das interrupções, capítulo 3, os principais resultados sugerem que há diferenças significativas entre a duração das interrupções no interior e na Região Metropolitana de Goiânia (REMG), sendo mais baixa neste grupo. Além disso, mostrou-se também como a causa da interrupção e o momento de sua ocorrência são significantes na explicação da duração desta interrupção. Ademais, mostra-se que as unidades consumidoras apresentaram impactos significativos nas durações e que este impacto decorreu-se tanto da quantidade de unidades consumidoras que o conjunto apresenta, quanto da qualidade destas unidades consumidoras ligadas ao conjunto elétrico. Este capítulo possibilitou a sugestão, como política para a Enel Distribuição Goiás, de aplicação de padrão de manutenção específico para o interior do Estado de Goiás, uma vez que este se mostrou com qualidade pior que a apresentada pela Região Metropolitana de Goiânia (REMG) e ainda que sejam utilizados de previsões meteorológicas para aumentar a previsibilidade e disposição de equipes de atendimento previamente às interrupções.

Para a academia, a aplicação de uma metodologia inédita aplicada a microdados do setor elétrico corresponde a um exercício exploratório, porém norteador, para estudos futuros, considerando que os dados aqui utilizados estão disponíveis em banco de dados de todas as distribuidoras do Brasil, mas que não tem sido analisados pela academia, especialmente do ponto de vista econômico. Em linhas gerais, a relevância deste trabalho para a empresa está no fato de explorar por uma metodologia nova, a questão da qualidade na empresa que foi adquirida como última no *ranking* de qualidade das grandes distribuidoras brasileiras. Nesse contexto, quatro ações são propostas para a empresa, sendo elas a de aplicar ações dos melhores

conjuntos elétricos àqueles onde a situação é mais crítica; pleitear junto ao órgão regulador a redefinição dos limites regulatórios; identificar a causa primária da interrupção e; definir uma política de manutenção específica para o interior do estado de Goiás, região cujo problema da continuidade é mais acentuado que na Grande Goiânia.

Como sugestão para trabalhos futuros, sugere-se a expansão da análise para períodos mais longos e ainda com mais variáveis, uma vez que a análise desenvolvida aqui não buscou exaurir as possibilidades e que há dados disponíveis não só com a ANEEL, mas também no banco de dados de cada distribuidora.

ANEXO I - CAUSAS E GRUPOS DE CAUSAS DAS INTERRUPÇÕES DA CELG D.

1	ABERTURA ACIDENTAL
7	ABERTURA MANUAL POR DEFEITO EM OUTRO EQUIPAMENTO
7	ABRIR CHAVE NA RD
7	ABRIR CHAVE NA S/E
7	ABRIR JUMPER NA LT
5	AMPLIAÇÃO DE SUBESTAÇÕES
3	ÁRVORE SOBRE A LD
6	ATUAÇÃO DE ESQUEMA DE ALÍVIO DE CARGA
6	ATUAÇÃO ESQUEMA REJEIÇÃO E/OU ALÍVIO DE CARGA
5	BAIPASSAR EQUIPAMENTO
5	BAIPASSAR RELIGADOR
7	BAIXA PRESSÃO DE SF6 DO DISJUNTOR
7	BLOQUEOU O DISJUNTOR
7	BLOQUEOU O RELIGADOR
7	BUCHA DE AT DO TRAFÓ DANIFICADA
7	BUCHA DE BT DO TRAFÓ DANIFICADA
7	BUCHA DE MT DO TRAFÓ DANIFICADA
7	CABO ROMPIDO NA LD
7	CABO ROMPIDO NA LT
7	CABO ROMPIDO NA RD
7	CABO SOLTO DESCONECTANDO O EQUIPAMENTO
2	CABO SOLTO NA S/E
7	CABOS CRUZADOS NA LT
7	CADEIA DE ISOLADORES QUEBRADOS NA LT
3	CASOS FORTUITOS / FORÇA MAIOR
9	CAUSA NÃO IDENTIFICADA
7	CHAVE DESREGULADA
7	CNI - NÃO SINALIZOU PROTEÇÃO
7	CNI - RELE PRIMÁRIO
7	CNI-OPEROU PROTEÇÃO-CHAVE DE BLOQUEIO (86)
6	CNI-OPEROU PROTEÇÃO-R.DE SOBRECOR. (50/51)
6	CNI-OPEROU PROTEÇÃO-R.DE SOBRECOR. INSTANTÂNEO(50)
6	CNI-OPEROU PROTEÇÃO-RELE BUCHHOLZ (63)
6	CNI-OPEROU PROTEÇÃO-RELE DE DISTANCIA (21)
6	CNI-OPEROU PROTEÇÃO-RELE DE SUBTENSÃO (27)
6	CNI-OPEROU PROTEÇÃO-RELE DIFERENCIAL (87)
6	CNI-OPEROU PROTEÇÃO-RELEDE SOBRETENSÃO (59)
6	CNI-OPEROU RELE SOBRE CORRENTE DIRECIONAL(67)
3	COLISÃO DE VEÍCULO CONTRA POSTE NA LD
3	COLISÃO DE VEÍCULO CONTRA POSTE NA RD
7	COMANDO TRAVADO
5	COMPLETAR NÍVEL DO ÓLEO
5	CONECTAR EQUIPAMENTO
7	CONECTOR SOLTO
7	CONEXÕES SOLTAS COMANDO DA SECCIONADORA
7	CONEXÕES SOLTAS NO COMANDO DO RELIGADOR
6	CONTROLAR TENSÃO NO SISTEMA
7	CORTE DE CARGA POR DEFEITO EM OUTRO EQUIPAMENTO
7	CRUZETA DANIFICADA

3	CURTO CIRCUITO PROVOCADO POR ANIMAIS
7	DEFEITO EM CHAVE
7	DEFEITO EM CONEXÕES DE CHAVE
7	DEFEITO NA LD
7	DEFEITO NA MUFLA
7	DEFEITO NA RD
7	DEFEITO NO BANCO DE CAPACITORES
7	DEFEITO NO COMUTADOR DE TAP DO TRAFÓ
7	DEFEITO NO DISJUNTOR
7	DEFEITO NO MANCAL
7	DEFEITO NO REGULADOR DE TENSÃO
7	DEFEITO NO RELIGADOR
7	DEFEITO NO SERVIÇO AUXILIAR
6	DESBAIPASSAR DISJUNTOR
3	DESCARGA ATMOSFÉRICA
7	DESCARREGADOR DANDO PASSAGEM
5	DESCONECTAR EQUIPAMENTO
6	DESLIG.DE EMERGENCIA PARA EVITAR DEFEITO EM EQUIPT
4	DESLIGAMENTO DE EMERGÊNCIA PARA PROTEGER VIDA
5	DESLIGAMENTO PARA ISOLAR TRECHO
6	DISTÚRBIO NO SISTEMA
7	ELEVADO NÚMERO DE DESARMAMENTOS
5	ENERGIZAÇÃO DE EQUIPAMENTOS
7	ESTRUTURA DANIFICADA
7	FALHA OU DEFEITO - COMANDO
7	FALHA OU DEFEITO EM TC
7	FALHA OU DEFEITO EM TP
7	FALHA OU DEFEITO NA PROTEÇÃO
7	FALTA DE CORRENTE CONTÍNUA NA S/E
7	FALTA DE CORRENTE CONTÍNUA NO EQUIPAMENTO
7	FALTA DE TENSÃO
6	FECHAR CHAVE NA LD
6	FECHAR CHAVE NA RD
6	FECHAR CHAVE NA S/E
7	FECHAR JUMPER
3	INCÊNDIO
7	INCENDIOU O GERADOR
5	INSPEÇÃO NO EQUIPAMENTO
7	ISOLADOR DANIFICADO
7	JUMPER ROMPIDO NA LD
7	JUMPER ROMPIDO NA LT
7	JUMPER ROMPIDO NA RD
5	LIMPEZA E LUBRIFICACAO DO EQUIPAMENTO
8	MANOBRA INCORRETA
5	MANOBRA PARA POSSIBILITAR NORMALIZAÇÃO DO SISTEMA
5	MANUTENÇÃO CORRETIVA
5	MANUTENÇÃO CORRETIVA PROGRAMADA
5	MANUTENÇÃO PREVENTIVA
7	MAU CONTATO CONEXAO BOBINA DE BLOQUEIO
6	MUDAR AJUSTES NAS PROTEÇÕES
5	MUDAR RTC DO EQUIPAMENTO
5	MUDAR TAP DO TRANSFORMADOR
6	NECESSIDADE DO SISTEMA
3	OBJETO ESTRANHO NA LT

7	OPERANDO INDEVIDAMENTE
6	OPEROU A SECCIONALIZADORA
6	OSCILAÇÃO NO SISTEMA
9	OUTRAS CAUSAS
7	PARA-RAIOS DANIFICADO
7	PARA-RAIOS ESTOURADO NA S/E
3	PODAR ÁRVORE
7	PONTO QUENTE
6	POSSIBILITAR PARALELO
5	POSSIBILITAR TROCA DE ELOS FUSÍVEIS EM CH. FUSÍVEL
7	POSTE QUEBRADO NA LD
7	PROVOCADO POR DEFEITO EM OUTRO EQUIPAMENTO
7	PROVOCADO POR DESARMAMENTO DE OUTRO EQUIPAMENTO
3	QUEIMADA (FORÇA MAIOR)
7	QUEIMOU ELO FUSÍVEL
7	QUEIMOU O TRANSFORMADOR
6	RACIONAR CARGA
5	RECUPERAR CABO DANIFICADO
5	RECUPERAR CHAVE
5	RECUPERAR SINALIZAÇÃO DO EQUIPAMENTO
6	REDUZIR CARGA NO SISTEMA
6	REDUZIR GERAÇÃO DO SISTEMA
6	REMANEJAMENTO DE CARGA NA RD

6	RETORNAR CARGA
5	SERVIÇO PROGRAMADO - AMPLIAÇÃO
5	SERVIÇO PROGRAMADO - CONSTRUÇÕES
5	SERVIÇO PROGRAMADO - MANUTENÇÃO
6	SOBRECARGA NO EQUIPAMENTO
4	SOLICITAÇÃO DE CONSUMIDOR
5	SOLICITAÇÃO DO COD
5	SUBSTITUIR BATERIAS
5	SUBSTITUIR CHAVE
5	SUBSTITUIR EQUIPAMENTO
5	SUBSTITUIR ESCOVAS
5	SUBSTITUIR ESTRUTURA
5	SUBSTITUIR ISOLADOR
5	SUBSTITUIR POLO DE CHAVE FUSIVEL
5	SUBSTITUIR POLO DE SECCIONADORA
5	SUBSTITUIR POLO DO DISJUNTOR
5	TESTE NA LD
5	TESTE NO EQUIPAMENTO
6	TRANSFERIR CARGA
7	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL (TP) COM DEFEITO
8	TRIP CAUSADO POR FUNCIONARIO
7	VAZAMENTO DE AGUA
7	VAZAMENTO DE OLEO