

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

**Análise econômica das compensações financeiras pagas por transgressões do
limite dos indicadores de continuidade na distribuição de energia elétrica: o
caso Celg (2014 a 2016)**

Lucas Martins Barbosa

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:

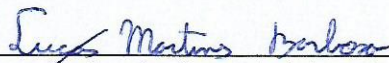
Nome completo do autor: Lucas Martins Barbosa

Título do trabalho: Análise econômica das compensações financeiras pagas por transgressões do limite dos indicadores de continuidade na distribuição de energia elétrica: o caso Celg (2014 a 2016)

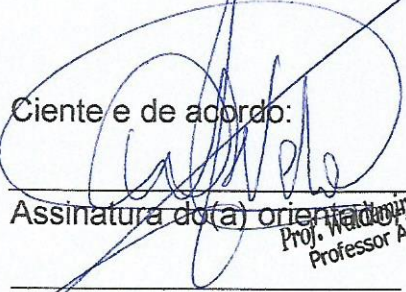
3. Informações de acesso ao documento:

Concorda com a liberação total do documento ☒ **SIM** ☐ **NÃO**¹

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

Data: 10 / 05 / 18

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.

Lucas Martins Barbosa
Bacharel em Ciência Econômicas

**Análise econômica das compensações financeiras pagas por transgressões
do limite dos indicadores de continuidade na distribuição de energia
elétrica: o caso Celg (2014 a 2016)**

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.

**Goiânia
2018**

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

Barbosa, Lucas Martins

Análise econômica das compensações financeiras pagas por transgressões do limite dos indicadores de continuidade na distribuição de energia elétrica: o caso Celg (2014 a 2016) [manuscrito] :

Economic analysis of the financial compensation paid for transgressions of the limit of continuity indicators in the distribution of electricity: the Celg case (2014 to 2016) / Lucas Martins Barbosa. - 2018.

121 f.

Orientador: Prof. Dr. Waldemiro Alcântara 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.

Anexos. Apêndice.

Inclui siglas, abreviaturas, símbolos, lista de figuras, lista de tabelas.

1. Qualidade da Energia. 2. Indicadores de Continuidade. 3. Compensações Financeiras. 4. Celg. I. Alcântara da Silva Neto, Waldemiro, orient. II. Título.

CDU 33



ATA DE DEFESA PÚBLICA DE DISSERTAÇÃO

Aos vinte e seis dias do mês de abril de 2018, no horário de 14h30m horas às 17 horas, foi realizada, em sessão pública na sala 2117 da FACE, a defesa da dissertação *Análise econômica das compensações financeiras pagas por transgressões do limite dos indicadores de continuidade na distribuição de energia elétrica: o caso Celg (2014 a 2016)*, de autoria do discente Lucas Martins Barbosa, 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), Professor Paulo Roberto Scalco, da Universidade Federal de Goiás (UFG)(Membro Interno) 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)

Prof. Dr. Paulo Roberto Scalco (Examinador/ Membro Interno/UFG)

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

Goiânia, 26/04/2018.

*Dedico aos meus pais e irmãos, por acreditarem em mim,
e estarem presente de alguma forma, em cada momento deste objetivo.*

*Do mesmo modo, dedico essa dissertação aos meus orientadores
por terem tido dedicação e paciência ao me orientar.*

*E, também, aos meus amigos Marcelo, Marcos, Paula, Raylla,
Roberta e Viviane, com os quais compartilhei muitas das dificuldades
na forma de provas, mas também muitas das vitórias (notas).*

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus pela vida e pelo mundo em que habitamos, no qual experimentamos alguns momentos de tristeza e outros de felicidade, momentos de derrotas e momentos de vitórias. Mas que independente do momento ou estado de cada evento, tudo nos ensina a sermos pessoas melhores, mais sábias e altruístas.

Também agradeço aos meus pais, Antonio e Leonice, que sempre me apoiaram e proporcionaram o suporte necessário para enfrentar e superar cada um dos desafios. Agradeço do mesmo modo aos meus irmãos, Antonio Júnior e Caroline, pelo exemplo típico de irmãos mais velhos, que de algum modo me ajudaram nos processos de tomada de decisão realizados ao longo da minha jornada. Agradeço, também, aos meus cunhados, Antônio e Maria Luiza (só para marcar presença aqui mesmo).

Agradeço aos meus amigos da segunda turma do PPE, juntos aos quais enfrentei os desafios de passar em cada disciplina, ainda que a média 5 (cinco) pareça algo fácil (que de fato não é), mas juntos, também, passamos momentos de muita alegria e descontração. Em especial deixo meu agradecimento aos amigos: Viviane, Raylla, Marcos, Marcelo, Roberta e Paula.

E por fim, agradeço aos professores pela oportunidade de cursar as disciplinas ministradas e pelo aproveitamento teórico que tive em cada uma delas. Em especial agradeço aos meus orientadores, Waldemiro Alcântara da Silva Neto e Sandro Eduardo Monsueto, pela oportunidade de participar de um projeto de pesquisa, com o financiamento da Celg.

*Se não fosse imperador, desejaria ser professor.
Não conheço missão maior e mais nobre que a de dirigir
as inteligências jovens e preparar os homens do futuro.*
(Dom Pedro II)

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	18
Referências	21
2 EVOLUÇÃO DOS PROCESSOS REGULATÓRIOS DO SETOR DA ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO: O CASO DA QUALIDADE DO SERVIÇO DA CELG	22
2.1 Introdução.....	22
2.2 História da regulação da energia elétrica no Brasil	25
2.3 Teoria da Regulação	28
2.3.1 As principais críticas ao processo regulatório	30
2.3.2 Regulação da qualidade	31
2.4 A agência reguladora: o caso da ANEEL e o processo de regulação da qualidade da energia no Brasil.....	33
2.4.1 Os indicadores de continuidade de distribuição da energia elétrica	34
2.4.2 As compensações financeiras	35
2.5 Trabalhos que analisaram questões relacionadas aos indicadores de continuidade	37
2.6 A Celg na questão da qualidade da energia elétrica	39
2.6.1 Definições do sistema de distribuição da Celg.....	40
2.6.2 Panorama da qualidade da distribuição da energia elétrica em Goiás.....	41
2.6.2.1 Panorama das interrupções da energia elétrica no Estado de Goiás.....	41
2.6.2.2 Compensações financeiras pagas pela Companhia Celg.....	42
2.7 Considerações Finais	44
Referências	45
3 DETERMINANTES CAUSADORES DAS COMPENSAÇÕES FINANCEIRAS DA DISTRIBUIÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA EM GOIÁS: UMA ABORDAGEM DE REGRESSÃO QUANTÍLICA	49
3.1 Introdução.....	49
3.2 Revisão de literatura	51
3.2.1 Qualidade da energia elétrica	52
3.2.2 Determinantes das interrupções.....	53
3.2.3 Regressões quantílica na economia da energia.....	55
3.3 Metodologia.....	56
3.3.1 Dados	58
3.3.2 Método de cálculo das compensações financeiras	60
3.3.3 Modelos de regressão quantílica para estudo das compensações financeiras por interrupção de energia elétrica.....	61

3.3.4 Regressão Quantílica	63
3.4 Resultados.....	66
3.4.1 Resultados do MRQ.....	66
3.4.2 Propostas de políticas a serem adotadas pela Celg (Enel).....	71
3.5 Considerações finais	72
Referências	73
4. ANÁLISE DA ASSOCIAÇÃO ESPACIAL DAS COMPENSAÇÕES FINANCEIRAS DA DISTRIBUIÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA DA CELGtg	76
4.1 Introdução.....	76
4.2 O Uso da estatística espacial na Economia da Energia	79
4.3 Metodologia.....	80
4.3.1 Matriz de Ponderação Espacial.....	81
4.3.2 Autocorrelação Espacial	82
4.3.2.1 Autocorrelação Espacial Global	82
4.3.2.2 Autocorrelação Espacial Local	84
4.4 Dados	86
4.5 Resultados.....	89
4.5.1 Autocorrelação Espacial global	90
4.5.2 Autocorrelação Espacial Local	92
4.5.2.1 Autocorrelação Espacial Local Univariada	92
4.5.2.2 Autocorrelação Espacial Local Bivariada	97
4.6 Considerações Finais	101
Referências	103
CONCLUSÃO.....	105
APÊNDICE A – Matriz de correlação das variáveis para os modelos.....	110
ANEXO A – Os indicadores de continuidade individuais e coletivos	112
ANEXO B – Os Conjuntos elétricos da Celg por regional	117
ANEXO C – Aspectos físicos do estado de Goiás	120

RESUMO

Análise econômica das compensações financeiras pagas por transgressões do limite dos indicadores de continuidade na distribuição de energia elétrica: o caso Celg (2014 a 2016)

Os mecanismos de estímulos de melhoria de qualidade da prestação do serviço de distribuição de energia elétrica surgiram ao longo da evolução do processo regulatório no setor de energia elétrica brasileiro, com destaque para: os indicadores de continuidade e as consequências da baixa qualidade da prestação dos serviços, o pagamento de compensações financeiras aos consumidores e o risco de perda do direito de concessão. A partir desse histórico, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, sob constante fiscalização apontou a Celg como uma das empresas que teve uma das piores colocações nos rankings de continuidade, e uma das que mais pagou compensações financeiras às suas unidades consumidoras. Desse modo a pesquisa tem por objetivo analisar os principais determinantes do valor pago em compensações financeiras pela Celg, cerca de R\$220 milhões de reais, entre os anos de 2014 e 2016. Essa parceria contou com um conjunto de informações com mais de 200 milhões de observações a respeito de interrupções de longa duração da distribuição da energia elétrica e pagamento de compensações financeiras. Para essa análise, foi realizada uma investigação das raízes do atual problema da baixa qualidade de prestação de serviço, constatando que um dos principais fatores causadores do cenário atual foram diversas falhas no processo regulatório, que ocorreram ao longo do desenvolvimento do setor elétrico brasileiro e, também, o não investimento em períodos de transição tecnológica e de expansão do uso da energia elétrica, o qual a Celg está inserida. Para amenizar a questão dos elevados valores pagos em compensações financeiras foram realizadas duas diferentes análises apresentadas em dois artigos; o primeiro sob o método das regressões quantílicas e, o segundo, por meio de uma análise exploratória de dados espaciais. Essas análises determinam duas políticas de investimentos a serem realizadas pela Celg, uma para as regiões em que mais pagaram compensações financeiras e outra, para as que praticamente não ocorreu violação dos limites dos indicadores de continuidade. A primeira proposta consiste na realização de investimentos corretivos, melhorando os sistemas de distribuição com a implantação de dispositivos de automatização do sistema (relogadores), enquanto a segunda proposta baseia-se no investimento na revisão dos sistemas que pagaram poucas compensações, com o objetivo de evitar futuros problemas.

Palavras-chave: Qualidade da Energia; Indicadores de Continuidade; Compensações Financeiras; Celg.

ABSTRACT

Economic analysis of the financial compensation paid for transgressions of the limit of continuity indicators in the distribution of electricity: the Celg case (2014 to 2016)

The mechanisms for stimulating quality improvement in the provision of the electricity distribution service emerged along the evolution of the regulatory process in the Brazilian electric power sector, with emphasis on: the continuity indicators and the consequences of the poor quality of the services rendered the payment of financial compensation to consumers and the risk of loss of the concession right. From this history, the National Electric Energy Agency - ANEEL, under constant supervision pointed to Celg as one company that had one of the worst rankings in the continuity rankings, and one of the most paid financial compensation to its consumer units. This research investigates the reduction of the volume paid in financial compensation by Celg, about R\$ 220 million (reais), between 2014 and 2016. This partnership had a set of information with more over 200 million observations of long-term interruptions in the distribution of electricity and payment of financial compensation. For this analysis, an investigation made of the roots of the current problem of poor quality of service rendering, noting that one of the main factors causing the current scenario is several failures in the regulatory process that occurred throughout the development of the Brazilian electricity sector and, also, the non-investment in periods of technological transition and expansion of the use of electric energy, which Celg is inserted. To mitigate the high amounts paid in financial compensation, two different analyzes carried out in two articles; the first under the method of quantum regressions and the second through an exploratory analysis of spatial data. These analyzes decide two investment policies carried out by Celg, one for the regions where they most paid financial compensation and another for which there was practically no violation of the limits of the continuity indicators. The first proposal is to start corrective investments, improving distribution systems with implementing automation devices of the system (re-closers), while the second proposal is based in the investment in the revision of the systems that paid few compensations, with the aim of avoiding future problems.

Keywords: Energy Quality; Continuity Indicators; Financial Compensation; Celg.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1	– Cronograma das fases da energia elétrica no Brasil	25
Figura 2.2	- Método de cálculo das compensações financeiras por violação do limite dos indicadores de continuidade da distribuição de energia elétrica	36
Figura 2.3	– Os 148 conjuntos de unidades consumidoras do estado de Goiás	40
Figura 2.4	– Participação relativa de cada tipo de causa na frequência das interrupções na distribuição de energia elétrica em Goiás	41
Figura 2.5	– Participação relativa de cada tipo de causa na duração total das interrupções na distribuição de energia elétrica em Goiás	42
Figura 2.6	– Valor pago em compensações financeiras por violação do limite dos indicadores de continuidade da distribuição da energia elétrica pela Celg	43
Figura 2.7	– Proporção das compensações financeiras por violação do limite dos indicadores de continuidade individuais da distribuição de energia elétrica com as receitas totais obtidas pelas empresas	43
Figura 3.1	– Valores totais pagos em compensações financeiras aos consumidores de energia elétrica por alimentador divididos por decies por ano	57
Figura 3.2	– Elasticidade dos coeficientes do MRQ.....	70
Figura 4.1	- Convenções da matriz de pesos	82
Figura 4.2	– Mapas da distribuição espacial dos valores pagos em compensações financeiras no ano de 2014, por quartil	87
Figura 4.3	– Mapas da distribuição espacial dos valores pagos em compensações financeiras no ano de 2015, por quartil	88
Figura 4.4	– Mapas da distribuição espacial dos valores pagos em compensações financeiras no ano de 2016, por quartil	89
Figura 4.5	– Diagramas de Dispersão de Moran para o valor pago em compensações financeiras no ano de 2014, por nível de tensão	90
Figura 4.6	– Diagramas de Dispersão de Moran para o valor pago em compensações financeiras no ano de 2015, por nível de tensão	90

Figura 4.7	– Diagramas de Dispersão de Moran para o valor pago em compensações financeiras no ano de 2016, por nível de tensão	91
Figura 4.8	– Mapas de significância LISA para o valor pago em compensações financeiras no ano de 2014, por nível de tensão da UC	93
Figura 4.9	– Mapas de <i>cluster</i> LISA para o valor pago em compensações financeiras no ano de 2014, por nível de tensão da UC	93
Figura 4.10	– Mapas de significância LISA para o valor pago em compensações financeiras no ano de 2015, por nível de tensão da UC	95
Figura 4.11	– Mapas de <i>cluster</i> LISA para o valor pago em compensações financeiras no ano de 2015, por nível de tensão da UC	95
Figura 4.12	– Mapas de significância LISA para o valor pago em compensações financeiras no ano de 2016, por nível de tensão da UC	96
Figura 4.13	– Mapas de <i>cluster</i> LISA para o valor pago em compensações financeiras no ano de 2016, por nível de tensão da UC	97
Figura 4.14	– Mapas de significância LISA bivariado para o valor pago em compensações financeiras no ano de 2015, para todas as UC	99
Figura 4.15	- Mapas de <i>cluster</i> LISA bivariado para todas UC, no ano de 2015, que mostra a dependência espacial do valor pago em compensações financeiras em relação às variáveis de cada mapa	100
Figura A.1	– Regionais Celg	117
Figura A.2	- Quintil do perímetro hidrográfico do estado de Goiás, em Km.....	120
Figura A.3	- Uso do solo goiano.....	120
Figura A.4	- Detalhamento da figura A.4.....	121

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1	– Estatísticas descritiva das possíveis variáveis dependentes	59
Tabela 3.2	– Estatística descritivas das informações explicativas das compensações financeiras.....	60
Tabela 3.3	– MRQ dos determinantes dos valores compensações financeiras.....	67
Tabela 4.1	– Coeficiente <i>I</i> de Moran univariado das compensações financeiras pagas por violação dos limites dos indicadores de continuidade nos anos de 2014, 2015 e 2016, por nível de tensão	91
Tabela 4.2	- Coeficiente <i>I</i> de Moran bivariado das compensações financeiras pagas por violação dos limites dos indicadores de continuidade em 2015, pelas demais variáveis.....	96
Tabela A.1	- Os níveis de correlação entre as variáveis.....	110
Tabela A.2	- Matriz de correlação das variáveis explicativas.....	111

LISTA DE QUADROS

Quadro 2.1	- Síntese analítica dos trabalhos que analisaram indicadores de continuidade	38
Quadro 3.1	- Contribuições dos trabalhos na identificação dos determinantes das interrupções de energia	54
Quadro 3.2	- Descrição das variáveis do MRQ	63
Quadro 4.1	- Resumo da identificação e classificação dos <i>clusters</i> espaciais no ano de 2015.....	100
Quadro A.1	- Nome dos conjuntos elétricos da Celg por regional.....	118

LISTA DE SIGLAS

AA – Alto-Alto

AB – Alto-Baixo

AEDE – Análise Exploratória de Dados Espaciais

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

APA – *Administrative Procedural Act*

AT – Alta Tensão

BA – Baixo-Alto

BB – Baixo-Baixo

BT – Baixa Tensão

DDM – Diagrama de Dispersão de Moran

DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

DGC – Indicadores Coletivos de Continuidade

DIC – Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão

DICRI – Duração da Interrupção Individual ocorrida em Dia Crítico por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão

DIT – Demais Instalações de Transmissão

DNAEE – Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica

EBITDA – *Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*

ELETROBRÁS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A.

EUA – Estados Unidos da América

EUSD – Encargos do Uso do Sistema de Distribuição

FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

FHC – Fernando Henrique Cardoso

FIC – Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão

FMI – Fundo Monetário Internacional

GS-2LS – *Spatial Two-stage Least-squares Estimates*

IEEE - *Institute of Electrical and Electronics Engineers*

KV – Quilovolt

LISA - *Local Indicators of Spatial Association*

MRQ – Modelo de Regressão Quantílica

MT – Média Tensão

OLS - *Ordinary Least Squares*

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

PIB – Produto Interno Bruto

PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

P&D – Pesquisa e Desenvolvimento

RQ – Regressão Quantílica

SAR – *Spatial Auto Regressive*

SDM – *Spatial Durbin Model*

SEM – *Spatial Error Model*

SAIDI - *System Average Interruption Duration Index*

SAIFI - *System Average Interruption Frequency Index*

SIEG – Sistema Estadual de Geoinformação

TWh – Terawatt-hora

UC – Unidade Consumidora de Energia Elétrica

UFG – Universidade Federal de Goiás

LISTA DE SÍMBOLOS

Capítulo 2

- i – Índice de Interrupção da Unidade Consumidora no Período de Apuração
 t – Tempo de Duração da Interrupção
 $t(i)_{max}$ – Valor Correspondente ao Tempo da Duração Máxima de Interrupção Contínua
 n – Número de Interrupções por Unidade Consumidora

Capítulo 3

- p – Valor Permitido
 v – Valor Certificado
 kei – Coeficiente de Majoração (15, 20 e 27, Correspondente para Unidades Consumidoras Atendidas Respectivamente em Baixa, Média e Alta Tensão)
 m – Mediana
 θ – Quantis
 h - Transformação Monótona
 y – Compensações Financeiras por Transgressão dos Limites dos Indicadores de Continuidade
 i – Alimentadores
 $\mathbb{R}$ - Conjunto de Números Reais
 b - Coeficiente
 β – Coeficiente das Variáveis Explicativas
 F – Função de Distribuição
 u – Termo de Erro do Modelo
 ρ – Função de Checagem
 Q – Quantis Condicionais
 $\ln$ – Logaritmo Natural
 $X2$ – Comprimento Total dos Segmentos de Rede em Média Tensão em km
 $PX10$ – Quantidade Relativa de Dispositivos Religadores por Unidade Consumidora
 $f2$ – Número de Interrupções Causadas por Fatores Climáticos ou Relacionadas ao Meio Ambiente
 $f5$ – Número de Interrupções Causadas por Fatores Próprios do Sistema
 $f7$ – Número de Interrupções Causadas por Variações de Carga, Tensão ou Corrente
 $f8$ – Número de Interrupções Causadas por Fatores Relacionados à Rede de Distribuição

Capítulo 4

W – Matriz de Ponderação (matriz de pesos espaciais)

i e j – Regiões (conjuntos de unidades consumidoras de energia elétrica)

n – Número de Regiões

z – Valores da Variável de Interesse Padronizada

S_0 – Soma de Todos os Elementos da Matriz de Pesos Espaciais

I – Estatística I de Moran

α – Constante da Regressão

β – Coeficiente Angular

ε – Termo de Erro Aleatório

Anexo A

n – Número de Interrupções da Unidade Consumidora Considerada no Período de Apuração

t – Tempo de Duração da Interrupção da Unidade Consumidora

i – Índice de Interrupção da Unidade Consumidora no Período de Apuração

$t(i)_{max}$ – Valor Correspondente ao Tempo de Duração Máxima de Interrupção Contínua (i)

$t_{critico}$ – Duração da Interrupção Ocorrida em Dia Crítico

Cc – Número Total de Unidade Consumidoras Faturadas do Conjunto no Período de Apuração, Atendidas em BT ou MT

1 INTRODUÇÃO

A primeira grande preocupação do homem com o acesso contínuo a uma fonte energética se deu a partir do fogo, com uma utilidade exclusiva à proteção térmica e a preparação de alimentos. Com o decorrer do tempo e um intenso desenvolvimento tecnológico, a energia elétrica e o seu acesso contínuo tornaram-se questões de extrema importância e com inúmeras utilidades no desenvolvimento das atividades humanas, lazer e produção. De modo que o não acesso à energia elétrica pode se traduzir em expressivos prejuízos financeiros e promoção de grandes externalidades negativas ao bem-estar das unidades consumidoras de energia elétrica - UC¹.

Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (2016a), o setor da energia está dividido em três segmentos: a geração, a transmissão e a distribuição. Sendo que entre esses três segmentos o principal foco regulatório, na questão da continuidade do acesso à energia elétrica, se encontra no serviço de distribuição. O principal meio de monitoramento da continuidade do serviço de distribuição energético são os indicadores apurados pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica e encaminhados a ANEEL. Os quais, em geral, há um destaque operacional a três tipos de indicadores estabelecidos pela agência reguladora: o Indicador de Desempenho Global de Continuidade – DGC, os Indicadores Coletivos e os Indicadores Individuais de Continuidade.

Segundo ANEEL (2016b), o DGC tem por objetivo a comparação de desempenho entre as distribuidoras de energia elétrica que atuam no Brasil, por meio do resultante entre os valores apurados da continuidade e os seus respectivos limites permitidos. Nesse quesito é importante destacar que do primeiro ao último ano de DGC apresentado em ANEEL (2016c), a Celg tem se mantido como uma das concessionárias com os piores resultados para a questão da continuidade do seu serviço de distribuição, ficando nos anos de 2013 e 2014 na última colocação, entre as concessionárias com mercado maior que 1 TWh.

Os Indicadores Coletivos de Continuidade são: o de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC e o de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC, ambos calculados a partir dos Indicadores Individuais de Continuidade Individuais. Por sua vez os indicadores individuais são divididos em quatro tipos: o de duração da interrupção (DIC), o de duração máxima da interrupção (DMIC), o de frequência das

¹ Segundo ANEEL (2016a), Unidades Consumidoras de energia elétrica são conjuntos de instalações e equipamentos elétricos caracterizados pelo recebimento de energia elétrica em um único ponto de conexão, com medição individual e que corresponda a um único consumidor.

interrupções (FIC) e um indicador referente a duração das interrupções em dias críticos (DICRI). Esses indicadores serão apresentados de forma mais detalhada ao longo do trabalho.

Para compreender como é importante a questão da continuidade no âmbito das concessionárias, são necessárias algumas considerações iniciais. A primeira consideração aponta que a maioria das concessionárias do setor de distribuição de energia elétrica no Brasil operam sob um regime de monopólio natural². Assim, não sofrem pressões por parte de outros concorrentes, e ao mesmo tempo, não há opções de substitutos aos consumidores. A segunda consideração mostra que há barreiras impostas à entrada e saída das empresas no setor, com elevados custos para entrar no mercado e muitos não recuperáveis, o que restringe a existência de empresas operando simultaneamente em uma mesma área de concessão.

Diante disso, se não há ajustamento do mercado por meio da concorrência, restariam apenas alguns estímulos à melhoria da qualidade do serviço, que são as perdas de faturamento e as eventuais decisões judiciais de indenizações aos consumidores, que são mecanismos de extrema demora. Com isso, a empresa enfrentaria um *trade-off* entre esses dois fatores e com custo do investimento indispensável a uma melhoria necessárias no sistema. Essa situação tenderia a um cenário de comodismo da concorrência, por conseguinte, não ocorreriam as melhorias do sistema, pois o valor necessário a ser investido é muito maior do que as perdas de faturamento.

Visando não conduzir o sistema elétrico brasileiro a esse cenário, o órgão regulador do setor, a ANEEL, estabelece as compensações financeiras por transgressões dos limites dos Indicadores Individuais de Continuidade como mecanismo de estímulo para dar qualidade aos serviços de distribuição. Estabelece, também, para os casos mais extremos, a perda do direito de concessão do serviço. A partir disso, as concessionárias devem fazer nesse novo cenário uma escolha entre: investir ou sofrer perdas de faturamento, pagar compensações financeiras e correr o risco de perder o seu direito de concessão.

Ou seja, no caso da Celg, o maior problema não é a imagem de pior concessionária de distribuição de energia elétrica do país, mas as consequências do baixo padrão de qualidade apresentado em sua prestação de serviço, que são o pagamento das compensações financeiras e risco de perda da concessão.

² As definições de um Monopólio Natural podem ser encontradas no livro texto de microeconomia elaborado por Hal R. Varian. No qual, de acordo com Varian (2010) o monopólio natural é uma situação atípica, na qual se o regulador obrigar o monopólio a igualar o seu preço com o custo marginal o monopolista operará sob condição de lucro negativo, assim neste caso é permitido cobrar um preço um pouco maior pelo serviço prestado, a fim de cobrir os custos.

De acordo com ANEEL (2017), entre os anos de 2014 a 2016, apenas nesta concessionária foram pagos cerca de 220 milhões de reais em compensações financeiras, deduzidas diretamente do lucro da empresa (EBITDA).

Após esse prejuízo, a Celg buscou desenvolver o Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D³ número 6072 de abril de 2016, juntamente com a Universidade Federal de Goiás – UFG. Para esse projeto foi disponibilizado uma grande quantidade de informações para análise, com o objetivo de criar medidas de redução dos altos valores pagos em compensações financeiras. Essas informações compreendem um *BigData*, com todas as ocorrências de interrupções de longa duração e todos os valores pagos em compensações por UC, juntamente com a identificação da causa de cada interrupção e as informações físicas da rede de distribuição de energia elétrica, totalizando mais de 200 milhões de observações.

Quanto aos trabalhos já realizados para questão do pagamento de compensações financeiras por baixa qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica, não existem muitos estudos que abordam os fatores econômicos a ela relacionados. O que contrapõe à outras questões na economia da energia, que de acordo com Pinto Junior *et al.* (2006), trata-se de uma subárea da literatura científica econômica com inúmeros estudos já realizados. Esses poucos estudos são apresentações superficiais de algumas definições teóricas. Porém, não estão relacionados exclusivamente a área da economia aplicada. A principal justificativa para a existência de poucas análises científicas desse tipo de problema está na natureza confidencial das informações, que são destinadas principalmente aos aspectos operacionais das empresas, e por outro lado, as de domínio público são bastante limitadas, não sendo atrativas à realização de estudos mais aprofundados. O que torna o atual trabalho inédito tanto pelo tema de estudo, quanto pela dimensão e detalhamento do conjunto de informações.

A pesquisa consiste em análises dos determinantes das compensações financeiras, e as possíveis medidas para redução dos valores futuros a serem pagos. Assim, a hipótese inicial é que existem padrões específicos na estruturação do sistema de distribuição, que determinam os valores pagos em compensações financeiras às UCs. Sendo esses relacionados aos fatores como comprimento dos segmentos de redes, e dos dispositivos presentes na rede de distribuição e possivelmente a existência de efeito contágio entre a qualidade da energia em Goiás.

O objetivo geral desse trabalho é identificar os determinantes causadores do pagamento das compensações financeiras pagas por transgressão do limite dos indicadores de continuidade

³ Estes projetos estão inseridos no contexto da Lei n. 9.991, de julho de 2000, a qual define que todas as concessionárias dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica devem investir cerca de 1% de sua receita operacional líquida em projetos P&D e de eficiência energética.

da distribuição de energia elétrica em Goiás, em relação aos determinantes das interrupções de longa duração do fornecimento de energia elétrica, no período entre os anos de 2014 e 2016. Em específico:

- Realizar um estudo referente a evolução do processo regulatório do setor elétrico no Brasil e o cenário em que a Celg se insere na quanto a qualidade do serviço prestado;
- Desenvolver e aplicar um modelo econométrico a respeito do valor pago em compensações financeiras, para diferentes níveis da distribuição dessa informação, a partir dos determinantes identificados das interrupções do serviço de distribuição de energia elétrica;
- Realizar uma análise por meio da econometria espacial, identificando os eventuais arranjos espaciais presentes entres os conjuntos de UCs da área de concessão da Celg; e
- Propor políticas eficientes no estímulo a uma redução no valor a ser pago em compensações financeiras, por meio de melhorias no seu sistema operacional.

Assim, como meio de atingir esses objetivos, o presente trabalho está estruturado na forma de três artigos, além dessa introdução e uma conclusão geral. Sobre os três artigos: o primeiro está relacionado ao aspecto da Teoria da Regulação e ao panorama atual da Celg; o segundo aborda a análise das compensações financeiras por meio de Modelos de Regressão Quantílica - MRQ; e o último consiste em uma investigação da existência de arranjos espaciais por meio da econometria espacial.

Referências

ANEEL. **Compensação pela Transgressão dos Limites de Continuidade**, 2017. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/indicadores-de-compensacao-de-continuidade>>. Acesso em: 15 set. 2017.

_____. Módulo 1 - Qualidade da Energia Elétrica. **PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional**, Brasília, DF, p. 61, 01 mar. 2016a. Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo1_Revisao_9/1b78da82-6503-4965-abc1-a2266eb5f4d7>. Acesso em: 13 mar. 2017.

_____. Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica. **PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional**, Brasília, DF, p. 73, 16 jun. 2016b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/modulo-8>>. Acesso em: 13 mar. 2017.

_____. Ranking da Continuidade. **Qualidade na Distribuição**, Brasília, DF, jan. 2016c. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/ranking-da-continuidade>>. Acesso em: jan. 2018
PINTO JUNIOR, H. Q. *et al.* **Economia da Energia**. 2ª. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2016. 416 p.

BRASIL. Lei n. 9.991, de 24 de julho de 2000. Dispõe sobre a realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica, e dá outras providências. **Diário Oficial**, Brasília, 25 jul. 2000. p. 1.

2 EVOLUÇÃO DOS PROCESSOS REGULATÓRIOS DO SETOR DA ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO: O CASO DA QUALIDADE DO SERVIÇO DA CELG

O artigo consiste na discussão, de alguns pontos, da qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica na área de concessão da Celg, abordando: a evolução do setor elétrico brasileiro, e os aspectos teóricos da regulação econômica desse setor e fornecendo subsídios para as análises das compensações financeiras pagas por transgressão dos padrões pré-definidos para a continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica. Foi contextualizado a origem dos processos que levaram a constituição do cenário atual das companhias energéticas brasileiras, apresentando uma retrospectiva do surgimento do setor elétrico nacional e o seu desenvolvimento até o período contemporâneo. Também foi apresentada a Teoria da Regulação, de modo que as análises futuras possam estudar a energia elétrica (um bem público), no contexto do equilíbrio entre os interesses dos agentes envolvidos, ou seja: a concessionária e o seu regime de acumulação, e os consumidores na busca pelo bem-estar proveniente do uso da energia elétrica. Do mesmo modo, no contexto regulatório, foi abordado a importância da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, em seu papel de órgão regulador e fiscalizador do setor elétrico brasileiro, principalmente na questão da qualidade da energia elétrica, por meio dos indicadores de continuidade da distribuição de energia elétrica. Associada a todas essas discussões foi apresentado o atual cenário da distribuição da energia elétrica no estado de Goiás, em relação à continuidade do serviço prestado pela Celg e, por conseguinte, o alto valor pago em compensações financeiras aos seus consumidores de energia elétrica.

Palavras-chave: Energia Elétrica; regulação; Compensações; Financeiras; Indicadores de Continuidade, Celg.

2.1 Introdução

Os bens públicos⁴ são de extrema importância para o bem-estar da sociedade, e estão geralmente associados aos elementos não precificáveis e aos relacionados à sustentabilidade da natureza, diante disso, as tarifas aplicadas não são referentes aos elementos ofertados, mas sim, pelos serviços associados aos processos presentes entre o estado primário do bem na natureza e a condição necessária para o seu uso, pelos humanos. Como exemplo, é possível citar: os valores cobrados pelo tratamento e distribuição da água; ou na conversão de um tipo de energia em outra e a sua distribuição; no uso de equipamentos para o intermédio entre os usuários dos

⁴ Segundo Mas-Colell *et al.* (1995) e Varian (2010), bens públicos é um caso de externalidade que ocorre em mercadorias e serviços que tem o acesso não exclusivo entre os consumidores, e que o acesso ocorre de forma igual entre os consumidores, independente da sua própria precificação do ativo em questão.

sistemas de comunicação; e outros serviços. Uma vez que o valor pago está associado à prestação de serviço, a maior exigência do consumidor é um acesso contínuo a um serviço de qualidade.

Em geral, os serviços denominados de “bens públicos” são muito relevantes, sendo fornecidos por empresas que operam em regimes de concessão ou permissão (com predominância do primeiro modelo). De acordo com Pires e Piccinini (2007), no setor de infraestrutura (que inclui o setor de energia) devido à existência de elevados *sunk costs*⁵ e um tempo de retorno do investimento bastante elevados (elevado *payback*), as empresas tendem a atuar em um regime de monopólio natural⁶. Como há um consenso teórico em qualquer economia, monopólios sem processos regulatórios tendem a se aproximar de condições desfavoráveis para os consumidores, que possibilita uma maximização arbitrária do lucro da prestadora de serviço.

Em um mercado monopolista, a concessionária já atende todo o mercado consumidor (*Market Share*), não existindo estímulo a reduções no preço de prestação de serviços, visto que isso só resultaria em uma perda de receita, e, por conseguinte, uma redução de lucro. No caso oposto, a concorrência, a redução do preço do serviço ofertado, resultaria automaticamente na captura de parte do mercado dos seus concorrentes, procedendo em um resultado positivo. No caso de um monopólio, a relação de maximização do lucro não ocorre do mesmo modo que na concorrência, uma vez que sempre existir mercados com elasticidade menor que 1, haverá estímulos para uma redução de quantidade produzida e um aumento de preço (VARIAN, 2010).

Um exemplo de setor em que existe um elevado grau de poder de mercado (monopólio), e um grande escopo de processos regulatórios é o de energia elétrica. Esse monopólio pode ser dividido em três segmentos: o primeiro é a geração, composta pelas usinas hidroelétricas, termoelétricas, entre outras fontes de conversão energética; o segundo consiste no processo de transmissão, que ocorre por meio de inúmeras redes interligadas (ou não) ao longo do país; e por último, o segmento da distribuição da energia elétrica, o qual dentre os três segmentos é o que mais se aproxima de monopólio natural.

⁵ Segundo Motta (2009), *sunk cost* ou custo irrecuperáveis são aqueles custos não recuperáveis ou que de valor residual quase nulo. Um caso bem elucidativo deste custo são os equipamentos de alto custo do setor elétrico, que tendem a ser projetados especificamente para o local e a função para qual foi designado.

⁶ Monopólios Naturais são definidos como uma situação na qual uma única firma fornece bens e serviços ao mercado com o menor custo, comparando-se a todos os outros regimes concorrenciais, dado a um nível específico de demanda. Essa situação ocorre principalmente, pois por ser uma única empresa atuando neste mercado, ocorre um aproveitamento máximo da existência de economias de escala e escopo (BASSO e SILVA, 2000; PIRES e PICCININI, 2007).

O foco desse artigo está nesse último segmento, de forma mais particular, na regulação da qualidade do serviço e as sanções impostas por uma qualidade do serviço inferior ao pré-estabelecido pela ANEEL. Ainda é importante destacar, que apesar de serem mais comuns discussões relacionadas à regulação dos preços (ou seja, ao processo tarifário), a questão da qualidade da energia deve ser mais estudada, pois com a constante modernização dos equipamentos elétricos e o aumento da sensibilidade desses equipamentos a discutir a qualidade da energia elétrica, é tão importante quanto o seu preço de acesso, na promoção do bem-estar nas UCs e do sistema produtivo do país.

Assim sendo, o presente artigo consiste em um instrumento de discussão da qualidade da energia elétrica, juntamente com alguns fatores da teoria da Regulação. Associando os problemas específicos da concessionária Celg com a evolução do setor no Brasil, que com a baixa qualidade da prestação do serviço o resultando é a baixa qualidade da energia elétrica distribuída, por conseguinte as compensações financeiras. Assim, o objetivo geral desse artigo é contextualizar a concessionária goiana Celg na questão da qualidade da energia e no limite, e a sua relação de compensação financeiras aos consumidores. Em específico:

- Apresentar uma retrospectiva histórica dos períodos transcorridos no setor elétrico brasileiro, com algumas ideias dos processos regulatórios;
- Apresentar os principais fatores do processo regulatório e as críticas que levaram a formação do modelo regulatório atual;
- Apresentar as definições da ANEEL, uma agência independente para a regulação do setor da energia elétrica; e
- Analisar o panorama atual das compensações financeiras pagas pela Celg a suas unidades consumidoras de energia elétrica.

Para realizar esses objetivos, esse artigo está dividindo em seis seções, iniciando por esta introdução. A segunda seção aborda a evolução histórica do processo regulatório do setor elétrico brasileiro. A terceira seção apresenta os aspectos mais importantes da regulação econômica. Seguida por uma seção que aborda a constituição da ANEEL, as suas definições para os indicadores de continuidade e compensações. A quinta seção apresenta alguns trabalhos, que analisaram os indicadores de continuidade. Na sexta seção, trata-se a situação da Celg neste contexto. Por fim serão apresentadas as considerações finais, que está associada a todos os fatores apresentados.

2.2 História da regulação da energia elétrica no Brasil

A energia elétrica surge no Brasil de forma simultânea ao restante do mundo, ainda no período do Império Brasileiro, em projetos limitados a poucas atividades de serviço público e industrial. Com uma comercialização restrita ao âmbito local e com ocorrências independentes, ou seja, não havia maturidade tecnológica e comercial para a existência de um sistema integrado⁷ como o modelo atual, que existe no sistema elétrico brasileiro, gerido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.

O primeiro processo de amadurecimento do setor da energia elétrica se inicia a partir de 1889, com a implantação da República Federativa no Brasil, e por meio da idealização da Constituição Federal de 1891, que criou as condições legais para a chegada das grandes companhias energéticas ao Brasil. Com um destaque para o grupo Light em 1899 e o Amforp em 1927, que foram responsáveis por uma grande quantidade de aquisições de pequenas empresas nacionais já existentes, iniciando a primeira fase do setor elétrico brasileiro, a dos monopólios privados. Esta fase foi caracterizada pelo surgimento de grandes companhias energéticas no Brasil, mas com baixa concorrência entre si, visto que o regime de aquisições vigente possibilitou que cada uma das companhias possuísse um grande *market share*, não concorrendo por novos mercados consumidores (GOMES e VIEIRA, 2009).

A Figura 2, a seguir, apresenta a ordem cronológica de todas as fases do setor elétrico brasileiro, desde 1880 até 2002. No qual, as duas fases seguintes a dos “Monopólios Privados”, a da “Presença de Estado” e a do “Estado Indutor”, são consequências uma da outra. De acordo com Gomes e Vieira (2009), entre os anos de 1931 e 1945, a economia brasileira teve um grande crescimento econômico, mas o setor elétrico brasileiro não acompanhou essa tendência, resultando na necessidade de uma maior participação do estado no setor energético brasileiro.

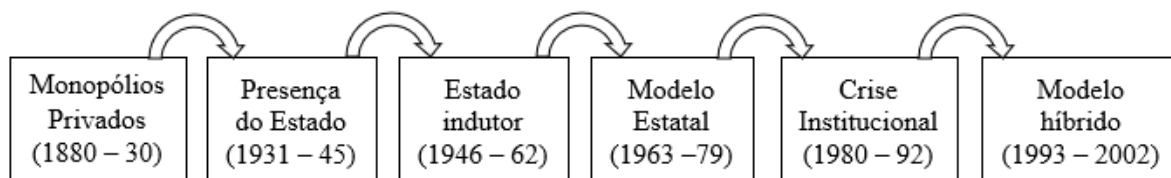


Figura 2.1 – Cronograma das fases da energia elétrica no Brasil

Fonte: Gomes e Vieira (2009).

O fim do terceiro período é marcado pela criação da Centrais Elétricas Brasileiras S.A - Eletrobrás, por meio da lei número 3.890-A de 25 de abril de 1961, que resultou na criação da Eletrobrás em 11 de julho de 1962. Essa instituição assume o papel de realizar estudos, projetos

⁷ Segundo a ONS (2017), o sistema integrado consiste em interconexões por meio de malha de transmissão, de modo a proporcionar a transferência de energia entre diferentes sistemas, possibilitando a existência de ganhos sinérgicos e aumentando a segurança do fornecimento de energia do sistema como um todo.

de construção e operação das usinas geradoras, e linhas de transmissão e subestações no Brasil (ELETROBRÁS, 2017).

Segundo Gomes e Vieira (2009), de forma simultânea à criação da Eletrobrás, surge uma instabilidade política no Brasil, resultando na ditadura militar no ano de 1964. Nesse novo contexto político, o Brasil realizou grandes investimentos no setor elétrico nacional, ainda que com recursos provenientes de financiamentos externos, que resultaram em um grande endividamento. Para Moura (2002), apenas no Governo FHC, o Brasil teve novamente uma mudança de fatores sociais, econômicos e institucionais da dimensão comparável ao ocorrido nesse período. De acordo com Jannuzzi (2007), nessa época, período do Modelo Estatal, em 1978, foram definidos os primeiros critérios de regulação da qualidade da energia elétrica no País, por meio da publicação da Portaria DNAEE nº 46, de 17 de abril de 1978.

O período seguinte, o das Crises Institucionais (1980 – 1991), foi caracterizado por um reflexo do endividamento apresentado no período anterior, combinado com a crise mundial do petróleo e a consequente redução da disponibilidade de financiamento externo. Assim, o período se enquadra em dois tipos de crises definidas por Nery (2012): a crise de origem externa ao sistema econômico e a crise no regime de acumulação, sendo que a primeira crise se relaciona ao período de transição entre o regime militar e a democracia, enquanto a segunda crise foi relacionada à redução de disponibilidade de créditos, a juros baixos, no exterior, para a realização dos investimentos necessários a expansão e manutenção da qualidade do sistema.

Nesse período não existia as agências regulatórias ao molde atual, sendo o processo regulatório concentrado nos Ministérios do Governo Federal, os quais elaboravam e monitoravam as políticas, e em última instância, a responsabilidade era da Presidência da República. Esse período foi caracterizado por um descontrole macroeconômico do nível de preços, e o “interesse regulatório” estava direcionado ao combate à inflação, mesmo que de forma artificial, em detrimento da disponibilidade de recursos financeiros das empresas (NERY, 2012).

Esse cenário levou as companhias energéticas a passarem por um período de transição tecnológica, visando atender os novos padrões exigidos e a demanda dos consumidores, em uma situação de completa exaustão financeira (MOURA, 2002).

Uma das principais consequências da transição democrática, após o fim da ditadura militar, foi a transferência de parte do processo regulatório concentrado antes no Governo Federal aos Governos Estaduais, tornando as concessionárias mais independentes em suas tomadas de decisão, conforme diretrizes estabelecidas pelo Fundo Monetário Internacional -

FMI, de descentralização sistemática dos processos às unidades federativas (GOMES e VIEIRA, 2009; SAUER, 2002).

Essa descentralização e uma relativa desvinculação das diretrizes guiadas principalmente por meio da Eletrobrás, resultou em um não pagamento de diversos tributos federais e de tarifas por energia fornecida por fontes geradoras estatais (federais), juntamente a um questionamento do papel da Eletrobrás por parte das empresas estaduais, resultando no período da Crise Institucional, ou seja, conflitos regulatórios e endividamento das companhias energéticas (GOMES e VIEIRA, 2009).

De acordo com a Eletrobrás (2017), no período da década de 90, a Eletrobrás perdeu grande parte das suas funções, mas de forma simultânea, essa instituição foi obrigada a assumir a gestão de diversas empresas estatais estaduais, como as dos estados do Amazonas, Roraima Acre, Rondônia, Piauí e Alagoas.

O último período definido por Gomes e Vieira (2009) como o de Modelo híbrido, foi o resultado de inúmeras medidas adotadas ao setor elétrico brasileiro, destacando principalmente as Leis nº 8.631 de março de 1993, a nº 8.987 de fevereiro de 1995 e a nº 9.427 de 26 de dezembro de 1996, estas respectivamente extinguíram o regime de remuneração garantida que não estimulava a eficiência das empresas; regulamentou questões referentes ao regime de concessão e permissão dos serviços público; e criou a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Ou seja, no último período, o Brasil criou um regime regulatório que atua de forma mais independente.

De acordo com Moura (2002), no novo modelo com as agências regulatórias, foram atendidos três objetivos centrais: a realização de uma reforma administrativa, uma estratégia *blame shifting* (transferência de culpa) e o aumento da credibilidade. Com a presença da ANEEL, uma autarquia independente de regime especial, as aplicações das leis tornaram-se eficientes e passaram a garantir uma maior clareza nas concessões do serviço. Desta forma, até o período atual, o Brasil buscou superar os atrasos que foram gerados no setor elétrico, que iniciaram ainda no período da crise institucional, com uma série de consequências provenientes do endividamento, que restringiram os investimentos necessários à expansão e manutenção dos sistemas elétricos.

Neste contexto, a Celg se insere como uma empresa estatal estadual, que passou por diversas etapas listadas na Figura 2.1 desde a sua criação em 19 de agosto de 1955. E em 2012, por meio da medida provisória 559/12 a Câmara dos Deputados autorizou a Eletrobrás a adquirir o controle acionário da Celg.

De acordo com Globo (2012), o Governo do Estado de Goiás passou 50% da sua participação acionária à Eletrobrás, sendo essa operação um resultado da negociação da quitação de uma dívida de aproximadamente R\$ 2,4 bilhões com a própria empresa federal.

Segundo Canal Energia (2016), em outubro de 2016, a Assembleia Geral de acionistas da Eletrobrás aprovou a venda do controle acionário da Celg Distribuição, por meio de um leilão na BM&F Bovespa, em valor inicial estipulado em 2,8 bilhões de reais e logo retificado a R\$ 1,8 bilhões.

Para Globo (2016), em novembro de 2016, a empresa italiana Enel realizou o único lance pela aquisição da Celg, de R\$ 2,187 bilhões, transferindo o controle da concessionária goiana à iniciativa privada.

A seção 2.3 a seguir aborda alguns aspectos gerais da Teoria da Regulação, que visa o equilíbrio entre os interesses dos agentes envolvidos nos setores da economia. Apresentando também, as suas principais críticas necessárias para a compreensão de alguma das falhas regulatórias, que ocorreram no setor de energia elétrica desde 1880 até os dias atuais.

2.3 Teoria da Regulação

A aplicação da Teoria da Regulação⁸ tem uma importância diretamente relacionada ao caráter de essencialidade do setor econômico, pois visa promover a equidade entre interesses dos agentes envolvidos. De acordo com Nery (2012), uma regulação econômica consiste em um conjunto de princípios, normas, regras e processos de decisão que propõem estabelecer uma relação harmônica entre os agentes da economia. Enquanto Cruz (2009) apresenta uma outra abordagem, na qual o principal objetivo da regulação é a devolução da eficiência da gestão das coisas públicas aos estados.

A principal justificativa à existência de processo regulatório está baseada no fato de que em alguns setores econômicos, a racionalidade econômica se apresenta insuficiente e incapaz de promover as resoluções de problemas socioeconômicos. Dessa forma, o objetivo é sempre o de reproduzir o comportamento coletivo, direcionando os agentes ofertantes de bens e serviços a um regime de acumulação eficiente, e de modo simultâneo, garantir as contrapartidas exigidas pelos consumidores. Ou seja, que garanta o equilíbrio entre os níveis de preço e qualidade do serviço ofertados (NERY, 2012, MOTTA, 2009).

⁸ É importante destacar que a presente seção não tem por objetivo apresentar uma ampla abordagem da Teoria da Regulação, mas sim, definições introdutórias que subsidiarão as discussões presentes nesse e nos demais artigos. A Teoria da Regulação tem um escopo muito extenso e dificilmente poderia ser abordada em sua totalidade, em um trabalho que não possua como único objetivo discuti-la.

Em um nível de análise mais detalhado, a política regulatória se divide em três categorias: a econômica, a social e a administrativa. A econômica consiste nas intervenções diretas nos processos decisórios, como a formação de preços, o nível de competição permitido no mercado e a existência de barreiras à entradas e/ou saída de empresas. A social consiste nas intervenções direcionadas aos setores como o da saúde, segurança pública e meio ambiente, abordando a oferta de bens públicos alinhados aos interesses de proteção dos empenhos nacionais e supranacionais. A administrativa abrange os mecanismos de atuação da gestão, com os quais o governo controla e intervém nas decisões econômicas de firmas e indivíduos (COSTA *et al.*, 2001).

Quanto à forma de execução do processo regulatório, existem dois modos: O modelo americano, que ocorre de forma indireta por meio de instituições públicas, e que promovem os controles de preços, produção e qualidade do produto, mas não realizam diretamente a produção do bem ou a prestação do serviço. E o segundo modo, com origem na Europa Ocidental, que além de contemplar a regulação indireta americana, abrange a provisão de bens e serviços públicos por empresas estatais, que em sua maioria atuam sob regime de monopólio natural (MOURA, 2002; CRUZ, 2009).

Quanto às justificativas para existência em processos regulatórios, Pires e Piccinini (1999), Costa *et al.* (2001) e Moura (2002) afirmam que são para o monitoramento do possível aproveitamento abusivo do poder de mercado por parte das concessionárias, promovendo a resoluções das seguintes falhas de mercado:

- Restrição do serviço público, com o fim de promover um aumento no nível de preços e, por conseguinte uma maior lucratividade do monopólio;
- As externalidades negativas, que consistem nos custos que o exercício das atividades do monopólio transfere para os outros setores da economia;
- A assimetria de informação entre os ofertantes e a demandantes do produto, não possibilitando uma noção clara da formação dos preços e do nível de qualidade do serviço por parte dos consumidores, *vis-à-vis*, o fato de esses possuírem mais informações do que os consumidores; e
- O risco moral, dos consumidores explorarem o processo regulatório em favor de seus próprios interesses.

Apesar do processo regulatório parecer extremamente resolutivo e eficiente em suas concepções gerais, a eficiência dos métodos atuais foi constituída a partir da incorporação de algumas críticas, como as que são apresentadas na próxima seção. Que são as críticas clássicas

a esses processos, ou seja, a explicação para grande parte dos vieses apresentados nos processos regulatórios.

2.3.1 As principais críticas ao processo regulatório

Em contrapartida à Teoria da Regulação existem os processos de desregulamentação⁹, que são baseados em três teorias principais: A Crítica de Demsetz, a Teoria dos Mercados Contestáveis e a Teoria da Captura.

Segundo Basso e Silva (2000), a Crítica de Demsetz constituiu-se na idealização do sistema de franquias, que se manifestou por meio da concessão da exploração de alguma economia, em um cenário no qual o competidor se compromete a produzir a preços menores e com a outros benefícios. De acordo Demsetz (1968), dentro de um processo licitatório com muitos ofertantes, o papel do governo e cooperativas de compras compreende apenas em garantir um mecanismo de escolha aleatória da melhor empresa ofertante, reduzindo a possibilidade de formação de carteis.

A crítica se referenciou no fato de não ser possível encontrar respostas suficientemente bem fundamentadas, para diversas questões dentro da Teoria do Monopólio Natural. Como por exemplo, as garantias de que uma determinada empresa com ganhos de escala não praticará o seu preço de monopólio, ou até mesmo, que no momento do processo de licitação não ocorra a escolha de empresas em uma situação de conluio. Em geral, para que os leilões das franquias funcionem de acordo com a crítica é preciso que se obedeça duas condições: a de que todos os licitantes tenham acesso aos insumos necessários a produção, e que o custo da existência de conluio seja tão elevado a ponto de inviabilizá-los (DEMSETZ, 1968).

Quanto à Teoria dos Mercados Contestáveis, Farina (1990) define um mercado contestável como aquele que não possui barreiras de entradas e *sunk costs*, a novas firmas no setor. De acordo com Nery (2012), esta crítica é uma pragmatização dos monopólios em avaliações dos setores sob regime de concessão com livre entrada e saída de agentes. A principal característica dessa crítica é a de que não haveria necessidade de regulação em setores que possuíssem essas condições.

A Teoria da Captura, de acordo com Basso e Silva (2000), diferentemente das duas críticas anteriores, não se contrapõe por completo ao processo regulatório, mas diz que esse processo é insuficiente, porque não protege o setor quanto às ingerências de políticos e dos

⁹ Segundo Nery (2012), desregulamentação não é a ausência de processos regulatórios, e sim a condução de políticas que visam reestruturar as economias, direcionando-as a arranjos mais abertos.

agentes privados. Isto é, o setor está sujeito à existência de corrupções políticas e por processos regulatórios tendenciosos aos interesses das concessionárias.

As definições apresentadas até este momento, abordam alguns princípios fundamentais da Teoria da Regulação e as suas principais críticas. Assim, na próxima subseção serão apresentadas as definições específicas da Teoria da Regulação contemporânea para a questão da qualidade do serviço. Na próxima subseção, na qual serão apresentadas as definições das agências reguladoras, direcionando o estudo ao contexto do processo regulatório do setor elétrico brasileiro, que ocorre por meio da ANEEL.

2.3.2 Regulação da qualidade

Em termo da aplicação do processo regulatório, Rovizzi e Thompson (1992) destacam, que as existências de empresas monopolistas na prestação de serviços resultam em distorções de dois fatores: o preço e a qualidade. De acordo com Ghirardi (2003), a assimetria de informações entre o agente (a concessionária) e o principal (o Poder Público) conduz o primeiro a maximizar o seu lucro, não mantendo a qualidade esperada do serviço, pois minimizam os custos não realizando todos os investimentos.

Dentre os mecanismos de regulação do preço existem dois padrões mais comuns, em que, um consiste na regulação por taxa de retorno permitida à concessionária, enquanto o outro se apresenta no estabelecimento de um preço-limite, que o concessionário pode cobrar pelo serviço. Quanto ao efeito de ambos os tipos de regulação do preço na qualidade do serviço, será relativo ao nível de acesso à informação por parte do órgão regulador, visto que, ocorrerá a princípio a possibilidade de dois cenários: no primeiro caso, a regulação por taxa de retorno conduzirá a concessionária a revelar boa parte dos seus custos, com o objetivo de realizar uma melhor negociação do nível tarifário e por conseguinte tenderá a buscar padrões de qualidade excessivamente elevados, a ponto de serem economicamente ineficientes. Enquanto no caso da fixação do preço máximo, levaria a concessionária a uma busca racional por redução do custo, que implicaria em uma redução da qualidade do serviço, caso os padrões de qualidade representem custos adicionais (GHIRARDI, 2003).

A maioria da regulação está direcionada à relação inversamente proporcional entre o preço e a qualidade da mercadoria (serviço), porém mesmo em mercados competitivos nos quais muitos teóricos defendem a não necessidade de regulação, a relação se mantém. Ou seja, preços elevados tendem a promover um bom nível na qualidade do produto, enquanto o contrário conduz a uma baixa qualidade de produto. Porém, no caso dos monopólios naturais, essa relação se apresenta ainda mais explícita, como uma tendência à maximização dos preço e

minimização da qualidade (ROVIZZI, THOMPSON, 1992; FIANI, 2001; ADJODHIA e HAKVOORT, 2005).

Existem alguns mecanismos alternativos de regulação da qualidade, e são apresentados abaixo de acordo com Rovizzi e Thompson (1992), Fiani (2001), Adjodhia e Hakvoort (2005) e ANEEL (2016b).

- i. Publicação de Informação sobre a Performance – consiste na forma mais simples de regulação, uma vez que não há a necessidade de tomada decisão por parte do órgão regulador, ocorrendo apenas a publicação das informações sobre a qualidade dos produtos e serviços. No caso do setor de distribuição de energia elétrica brasileiro, a ANEEL divulga o Indicador de Desempenho Global de Continuidade - DGC¹⁰, que compara as concessionárias e permissionárias da distribuição de energia elétrica na questão da continuidade da prestação dos seus serviços;
- ii. Ajuste do Preço Teto – explora a relação direta entre preço e qualidade dos produtos e serviços. Consiste na inserção de um mecanismo de desconto no preço máximo, que pode ser cobrado por produtos e serviço de baixa qualidade. A ANEEL utiliza essa metodologia nos ajustes tarifários de cada concessionária, de modo que as com o nível de qualidade acima do esperado recebem bonificações e no contrário recebem restrições em seu reajuste tarifário;
- iii. Esquemas de Compensações aos Consumidores – consiste em compensações financeiras pagas diretamente aos consumidores, a fim de indenizar o consumidor por uma perda de bem-estar. A ANEEL estabeleceu os indicadores de continuidade individuais, com os quais são calculados os valores a serem descontados das faturas referentes a cada UC, por violação dos limites dos indicadores de continuidade; e
- iv. Padrões Mínimos de Qualidade – estabelece os padrões mínimos de qualidade com os quais a empresa pode ofertar o produto ou serviço. E caso não atinja as condições mínimas de qualidade, poderá ter a perda da sua licença de funcionamento ou da concessão. No caso da ANEEL, esse quesito é monitorado por meio dos indicadores de continuidade, que não resultam multa às empresas, mas são objeto dos cálculos dos pagamentos de compensações financeiras e no extremo a perda da concessão.

¹⁰ Segundo ANEEL (2016b), o DGC é conhecido como Ranking da Continuidade, que é destinado a comparação de desempenho em relação ao nível de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica de uma distribuidora com as outras.

Na próxima seção são apresentados os conceitos de agência regulatória e o seu papel no processo regulatório, apresentando a ANEEL e algumas de suas definições para a qualidade da energia e do pagamento de compensações financeiras.

2.4 A agência reguladora: o caso da ANEEL e o processo de regulação da qualidade da energia no Brasil

As agências regulatórias são órgãos independentes que visam regular e fiscalizar os setores para os quais foram criadas. De acordo com Pires e Piccinini (1999), a existência dessas agências está de comum acordo com o aumento da complexidade dos setores de infraestrutura, com a entrada dos agentes privados nesses setores e a necessidade de um equilíbrio entre os diversos interesses envolvidos.

Segundo Grotti (2004), o formato atual das agências reguladoras se desenvolveu nos Estados Unidos - EUA em 1887, seguindo um perfil semelhante às autoridades administrativas independentes da França e as instituições regulatórias inglesas. Pacheco (2006) explica que as intenções do desenvolvimento das agências reguladoras independentes foram diferentes nos EUA e no Brasil, no primeiro foi criado um modelo para limitar a intervenção do Estado na economia e, no segundo, para escapar da rigidez burocrática da Constituição de 1988. Porém, mesmo com intenções diferentes, o desenvolvimento das agências regulatórias brasileiras seguiu o modelo americano. O desenvolvimento desse modelo nos EUA ocorreu em cinco fases principais.

A primeira fase, em 1887, ocorreu por meio de uma agência criada para regular o setor de transporte ferroviário que passava por um período de expansão e busca por maximização do lucro, em frente ao bem-estar dos consumidores. Na segunda fase, entre os anos de 1930 e 1945, várias agências foram criadas para apoiar a implementação do *New Deal*, em que foram destinadas a interferir fortemente nos setores da economia americana. A terceira fase, 1945 – 1965, foi marcada pela implementação da lei geral de procedimentos administrativos (*Administrative Procedural Act* – APA), promovendo uma uniformidade no processo de tomada de decisão e legitimando as ações das agências reguladoras. A quarta fase, 1965 – 1985, foi marcada por um retrocesso no perfil das agências reguladoras, com a captura dessas por agentes regulados. E na última fase, constituiu-se do modelo atual, no qual as agências são independentes e possuem controles externos para garantir essa independência (GROTTI, 2004).

O modelo de regulação do setor energético brasileiro surge a partir de uma reforma ocorrida durante o primeiro governo FHC, em 1995, com uma regulação do setor da energia

elétrica executada por três agentes: a ANEEL e duas entidades de foro privado, que são o ONS e o Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE¹¹ (GOLDENBERG e PRADO, 2003).

Dentre os três agentes, a ANEEL é o principal órgão regulador do setor elétrico brasileiro, que de acordo com a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, consiste em uma autarquia sob regime especial, destinada a regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Essa agência tem caráter operacional independente, garantida pelo governo federal brasileiro.

Um dos principais fatores regulados pela ANEEL é a qualidade da energia elétrica. Assim, a próxima subseção abordará a questão dos indicadores de continuidade da distribuição energia elétrica, que são os principais objetos para o cálculo das compensações financeiras por transgressão da qualidade da energia elétrica esperada, definida pelo limite permitido para os indicadores de continuidade.

2.4.1 Os indicadores de continuidade de distribuição da energia elétrica

Os Indicadores de conformidade são as principais formas de mensuração da qualidade da energia elétrica proposto pela ANEEL, com o caso das interrupções sendo monitoramento por meio dos indicadores de continuidade. Existem três tipos gerais de indicadores de continuidade: os globais, que são utilizados principalmente pela ANEEL para comparar o desempenho de diferentes concessionárias; os coletivos, que são referentes aos conjuntos de unidades consumidoras; e os individuais que são mensurados individualmente por unidade consumidora - UC.

Recapitulando a formação histórica dos indicadores de continuidade: eles surgiram por meio da portaria DNAEE nº 046 de 1978, que definiu a metodologia de cálculo, mas sem a definição dos limites permitidos para estes indicadores e as possíveis punições por suas violações. Os limites máximos dos indicadores foram estabelecidos por meio da ANEEL (2000), que consiste na resolução nº 24 de janeiro de 2000, na qual foram definidos os limites, as suas devidas punições e, também, o modo como as concessionárias deveriam enviar os dados referentes às interrupções de energia a ANEEL. A última grande alteração nos indicadores de continuidade ocorreu por meio da aprovação do Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Nacional – PRODIST, no qual estão formalizados em seu Módulo 8, as definições apresentadas anteriormente.

¹¹ De acordo com ANEEL (2004), o MAE fora substituído pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, que possui por finalidade viabilizar a comercialização de eletricidade entre os agentes do setor elétrico.

De acordo com a ANEEL (2016b), os principais indicadores de continuidade da distribuição da energia elétrica são os de duração e frequência da interrupção. Os indicadores de continuidade coletivos são o de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC e o de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC, os quais são apresentados exclusivamente como parâmetros de qualidade, para análise de performance à Concessionária e a definição do limite para os indicadores individuais.

Os indicadores individuais de continuidade além de possuírem a característica de ser em parâmetros de qualidade, são os objetos de cálculo das compensações financeiras a serem creditadas na forma de desconto nas faturas de consumo de energia elétrica, por UC. Os três indicadores individuais¹² utilizados no cálculo das compensações financeiras são os de duração, duração máxima e frequência das interrupções, definidos como:

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (2.1)$$

$$FIC = n \quad (2.2)$$

$$DMIC = t(i)_{max} \quad (2.3)$$

DIC, FIC e DMIC são a duração, a frequência e a duração máxima respectivamente para as interrupções individuais por unidade consumidora ou por ponto de conexão. Enquanto, i é o índice de interrupção da unidade consumidora no período de apuração, variando de 1 a n , enquanto n é o número de interrupções por unidade consumidora considerada, no período de apuração, $t(i)$ é o tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora considerada e $t(i)_{max}$ é o valor correspondente ao tempo da duração máxima de interrupção contínua (i).

A partir dos indicadores formalizados nas equações (2.1), (2.2) e (2.3) são calculados os indicadores para os períodos mensais, trimestrais e anuais (no anexo A será apresentado a metodologia de cálculo dos indicadores de continuidade), e por meio deles são realizados o cálculo das compensações financeiras aos consumidores, com uma metodologia que será apresentada na subseção a seguir.

2.4.2 As compensações financeiras

As compensações financeiras são um dos principais fatores, no estímulo da prestação de um serviço de qualidade por parte das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

¹² Além dos três indicadores, existe o indicador de Duração de Interrupção individual ocorrida em dia crítico - DICRI, porém esse não será abordado das discussões desse artigo.

Sendo que a ANEEL (2016b), no Módulo 8 do PRODIST vigente de 01/01/2016 e 31/12/2016, estabelece que:

5.11.1. No caso de violação do limite de continuidade individual dos indicadores DIC, FIC e DMIC em relação ao período de apuração (mensal, trimestral ou anual), a distribuidora deverá calcular a compensação ao consumidor acessante do sistema de distribuição, inclusive àqueles conectados em DIT, e efetuar o crédito na fatura, apresentada em até dois meses após o mês de ocorrência da interrupção (ANEEL, 2016b, p.53).

O primeiro passo para a compreensão do pagamento de compensações financeiras aos consumidores por violação dos limites de continuidade é de que os valores pagos não são apenas por uma equação matemática com causa no indicador, mas pela má qualidade da prestação do serviço de distribuição da energia elétrica. Assim, conforme é apresentado na Figura 2.2, dentre os três indicadores (DIC, FIC e DMIC) apenas um será utilizado para pagamento dos créditos nas faturas, que é aquele, que resultar em um maior valor a ser creditado ao consumidor.

Também é importante destacar, que os limites máximos dos indicadores são definidos especificamente para cada conjunto de unidades consumidoras, por meio dos indicadores de continuidade coletivos, o DEC e o FEC. Em que, anualmente são definidas as faixas de variação, e por meio dela é definido quais são os limites mensais, trimestrais e anual dos indicadores individuais de continuidade da distribuição de energia elétrica, para as UC de cada conjunto de unidades consumidoras.

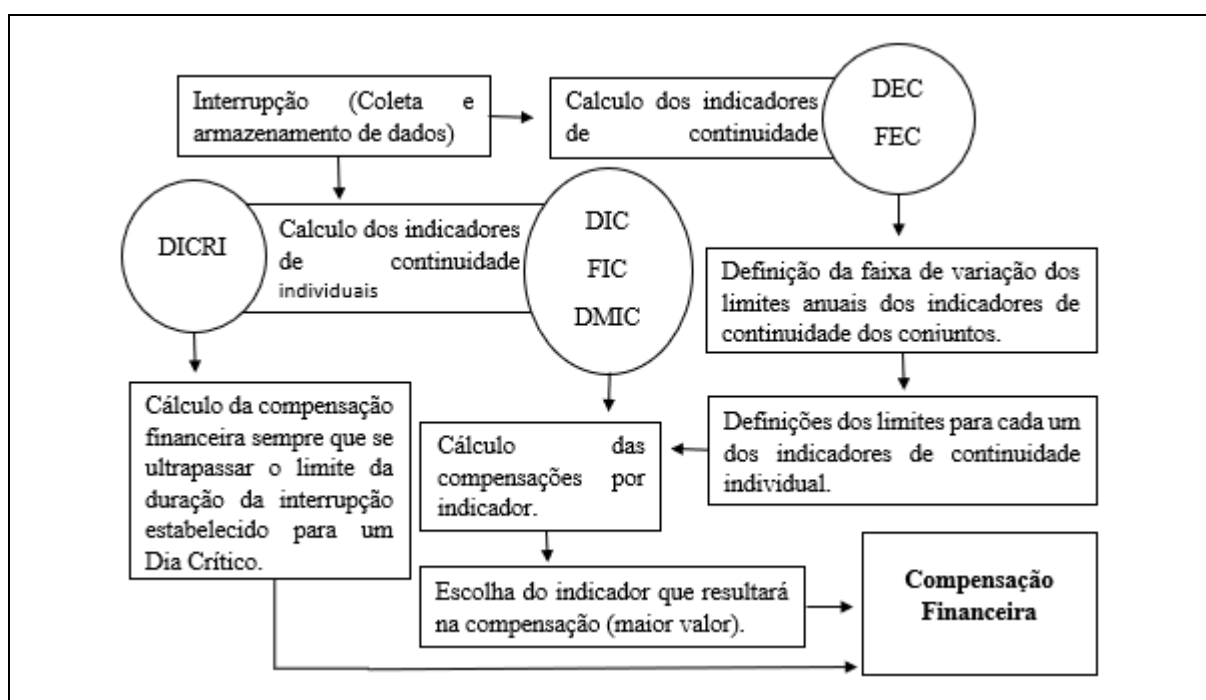


Figura 2.2 – Método de cálculo das compensações financeiras por violação do limite dos indicadores de continuidade da distribuição de energia elétrica.

Fonte: elaboração própria com as definições apresentadas no módulo 8 do PRODIST, vigente desde 01/01/2017.

O procedimento detalhado na Figura 2.2 é realizado para três níveis de pagamentos de compensações financeiras, um mensal, outro trimestral e outro anual, seguindo a esta metodologia:

5.11.6.3 quanto da violação dos limites trimestrais ou anual, o montante a ser compensado deverá ser calculado proporcionalmente, multiplicando-se o resultado obtido da fórmula de cálculo da compensação pelo quociente entre a soma dos valores apurados dos indicadores mensais que não foram violados e o valor apurado do indicador trimestral ou anual.

5.11.6.4 quando os limites trimestrais ou anuais tiverem sido violadas e os valores mensais apurados não violados forem nulos, a compensação referente ao período de apuração trimestral ou anual, deverá corresponder à diferença dos montantes calculados para essa compensação e os montantes mensais de cada indicador já creditados ao consumidor ou à distribuidora;

5.11.6.5 quando todos os limites dos indicadores mensais de uma unidade consumidora ou distribuidora tiverem sido violadas em um trimestre ou em uma ano e as compensações mensais já tenham sido devidamente creditadas, as compensações referentes aos períodos de apuração trimestral ou anual deverão corresponder à diferença dos montantes calculados para essas compensações e os montantes mensais de cada indicador já creditados ao consumidor ou à distribuidora (ANEEL, 2016b, p. 55).

Em síntese, as interrupções são identificadas a partir de medidores automáticos da concessionária e por meio das reclamações por queda de energia (apenas as de longa duração, acima de 3 minutos). Posteriormente a essa coleta das informações e consolidação do *Data Base*, são calculados os indicadores de continuidade, seguido pelo cálculo do valor das compensações financeiras para cada um dos indicadores (DIC, FIC e DMIC). Após isso, identifica-se o indicador que gerou o maior valor de compensação e realiza o pagamento ao consumidor por meio de créditos nas faturas apuradas para cada UC.

Após definir todo o processo de pagamento das compensações financeiras, a próxima seção abordará alguns trabalhos que analisaram os indicadores de continuidade.

2.5 Trabalhos que analisaram questões relacionadas aos indicadores de continuidade

Esta seção apresenta alguns trabalhos que analisaram os indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica, não se limitando apenas as análises referentes ao setor elétrico brasileiro. Dentre esses trabalhos estão os de: Chow e Taylor (1995), Meliopoulos (1998), Xu e Chow (2006), Steiner *et al.* (2006), Rojas *et al.* (2006), Pessanha *et al.* (2007), Alves *et al.* (2008), Silva *et al.* (2014), Miloca *et al.* (2015), Masembe (2015) e Herman *et al.* (2015). Os três parágrafos a seguir apresentarão de forma direta cada um destes trabalhos, e o Quadro 2.1 sistematiza cada uma das pesquisas realizadas.

Chow e Taylor (1995) analisaram a questão das falhas de distribuição da energia elétrica nos EUA causadas por animais, destacando que essas causas em específico são as mais fáceis de serem amenizadas, e as medidas protetivas podem reduzir essas interrupções em cerca de

90%. Meliopoulos (1998) analisou os desenhos das redes de distribuição nos EUA e na Europa, quanto ao uso dos dispositivos de rede e as técnicas que são utilizadas no sistema, e destacando que uma maior padronização dos alimentadores elétricos, pode reduzir as interrupções temporárias. Xu e Chow (2006) apresentam uma análise das falhas de distribuição de energia elétrica, utilizando as causas: “contato de árvores” e “animais”, como modelo de teste para as metodologias apresentadas, evidenciando algumas limitações das técnicas como a falta de informações.

Steiner *et al.* (2006) apresentaram um estudo da logística de atendimento aos consumidores da concessionária COPEL, desenvolvendo uma metodologia capaz de ser aplicada em qualquer rede de distribuição, observando para o caso, o ideal são 15 (quinze) equipes de manutenção. Rojas *et al.* (2006) apresentaram uma metodologia para a colocação eficiente de capacitores fixos no sistema, com uma análise que envolveu fatores como o custo do capacitor, tensão, ângulo e mudança de carga. Pessanha *et al.* (2007) propuseram uma nova metodologia para a regulação dos indicadores DEC e FEC, combinando dois modelos de Análise Envoltória de Dados, e essa metodologia foi aplicada para uma nova forma de definição dos limites dos indicadores (meta de continuidade). Alves *et al.* (2008) apresentaram uma metodologia de cálculo dos afundamentos de tensão por descargas atmosféricas, evidenciando que essa metodologia pode contribuir para a redução dos indicadores de continuidade.

Silva *et al.* (2014) realizaram uma análise da qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica de Novo Hamburgo a partir das mudanças no método regulatório e de fiscalização da ANEEL. Miloca *et al.* (2015) apresentaram uma forma de planejamento de expansão da rede elétrica, por meio de dados georreferenciados do Sistema de Informações Geográficas, fornecendo informações ao planejador, como as áreas mais críticas indicadores de continuidade. Masembe (2015) realizou uma simulação de inserção de equipamentos de *smart grid* nas redes de distribuição, registrando os impactos positivos do uso dos aparelhos na confiabilidade do sistema. Herman *et al.* (2015) realizaram o seu trabalho com o objetivo de tornar mais transparente a questão da qualidade da energia elétrica na África do Sul, com a justificativa de que os indicadores de continuidade mascaram a dimensão dos problemas do setor elétrico.

Quadro 2.1 – Síntese analítica dos trabalhos que analisaram indicadores de continuidade

Autor	Empresa/País analisado	Metodologia	Fonte de dados	Período analisado	Tamanho da amostra
Chow e Taylor (1995)	Duke Company, Carolina do Norte/Carolina do Sul, EUA.	Estatística Descritiva.	Banco de dados da distribuidora.	1987-1990	±3.500
Meliopoulos (1998)	Sistema elétrico da Europa e dos EUA.	Estatística Descritiva.	N/E	N/E	N/E
Xu e Chow (2006)	Duke Company, Carolina do Norte/Carolina do Sul, EUA.	Regressão logística e redes neurais tecnológicas.	Banco de dados da distribuidora.	1994-2002.	2094
Steiner <i>et al.</i> (2006)	Copel, Brasil.	Pesquisa Operacional.	Banco de dados da distribuidora	2004	N/E
Rojas <i>et al.</i> (2006)	N/E	Algoritmos genéricos	N/E	N/A	N/E
Pessanha <i>et al.</i> (2007)	Enel Distribuição Rio e Light, Brasil.	Análise envoltória de dados (DEA)	ANEEL	2000-2002	168 conjuntos.
Alves <i>et al.</i> (2008)	Setor elétrico brasileiro.	Método Rusk-EM TP e análise probabilística.	N/A	N/E	N/A
Silva <i>et al.</i> (2014)	Cidade de Novo Hamburgo.	Estatística Descritiva.	ANEEL.	2005-2011	4 conjuntos elétricos por 10 anos =40
Miloca <i>et al.</i> (2015)	Copel, Brasil.	Programação Linear de interação mista.	Base de dados da distribuidora.	2011	4 subestações com 23 alimentadores no total.
Masembe (2015)	Consumidores de Claremont, Johannesburg, África do Sul.	Simulação de Monte Carlo.	Base de dados RBTS Roy Billinton Test System	N/E	769 consumidores
Herman <i>et al.</i> (2015)	Setor elétrico da África do Sul.	Análise qualitativa.	Análise qualitativa	Até 2015	N/A

Fonte: trabalhos analisados no desenvolvimento do projeto P&D Celg.

Nota: N/A – Não aplicável; N/E – Não especificado.

Como pode ser observado nesta seção, existem estudos que analisam os indicadores de continuidade e propõem medidas para as melhorias dos indicadores de continuidade. Porém não abordam a questão das compensações financeiras, que são aplicadas às concessionárias brasileiras por transgressão das metas dos indicadores de continuidade. Na próxima seção é abordado a Celg, nesse contexto da continuidade e do pagamento de compensações financeiras.

2.6 A Celg na questão da qualidade da energia elétrica

A Celg é a concessionária de distribuição de energia elétrica que atua em praticamente todo o território goiano, com exceção de menos de 2% da área, que é atendida pela Companhia Hidroelétrica do Vale do São Patrício – CHESP. No período entre 2014 e 2016 ocorreram 37.657.377 compensações financeiras por violação dos limites dos indicadores de continuidade

na área de concessão da Celg, o que representou mais de 220 milhões de reais em compensações financeiras por violação dos limites dos indicadores de continuidade da distribuição de energia elétrica. Nas subseções a seguir são apresentadas as definições técnicas da Celg e a sua situação no contexto da qualidade da energia, e do pagamento de compensações financeiras por transgressão do limite dos indicadores individuais de continuidade do serviço de distribuição.

2.6.1 Definições do sistema de distribuição da Celg

A área de concessão da Celg compreende 237 municípios goianos, com cerca de 2,8 milhões de UCs. Mas em termos operacionais essa divisão não é utilizada, pois a ANEEL subdividiu a área de concessão em 148 conjuntos de unidades consumidoras¹³, com características operacionais semelhantes e delimitações espaciais bem definidas (e georreferenciadas), como pode ser observado na Figura 2.3 (e pode ser visto de forma mais detalhada no anexo B do trabalho).

Uma outra forma de analisar o setor de distribuição de energia elétrica em Goiás é por meio dos Alimentadores, ou seja, segmentos de redes destinados ao transporte de energia elétrica em média tensão. O estado possui 1064 alimentadores, não possuindo delimitações fixas dos limites espaciais, e do número de UCs e dispositivos de rede. De modo, que não é possível determinar em qual ponto geográfico a UC está ligada, dessa forma com uma simples abertura de chave de rede é possível transferi-la para outro.

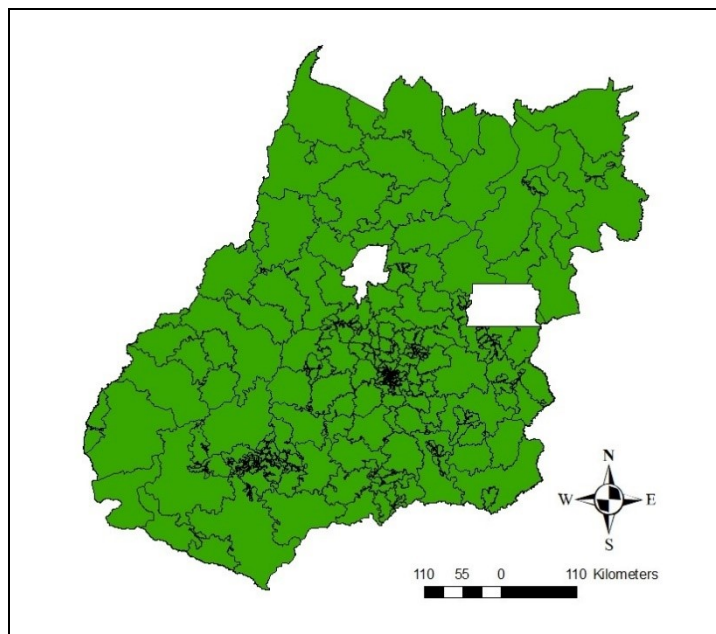


Figura 2.3 – Os 148 conjuntos de unidades consumidoras do Estado de Goiás.
Fonte: elaboração própria com dados da pesquisa.

¹³ De acordo com a ANEEL (2016a), os conjuntos de unidades consumidoras são agrupamentos de unidades consumidoras de energia elétrica aprovados por ela e que estão em uma mesma área de concessão.

Na próxima subseção é abordada a questão da qualidade da energia elétrica na área de concessão da Celg, dividindo as interrupções de longa duração de acordo com um grupo de causas pré-definidas.

2.6.2 Panorama da qualidade da distribuição da energia elétrica em Goiás

Dentro desta seção são apresentadas duas subseções, uma apresenta as interrupções de energia ocorridas entre os anos de 2014 e 2016, divididas por suas respectivas causas. E a outra subseção apresenta o cenário das compensações financeiras ocorridas nesse mesmo período.

2.6.2.1 Panorama das interrupções da energia elétrica no Estado de Goiás

Para uma melhor análise da questão das compensações financeiras pagas às unidades consumidoras de energia elétrica, as interrupções de energia elétrica de longa duração são apresentadas de acordo com as suas causas geradoras, dentre as quais foram definidas 9 (nove) categorias gerais: por falha operacional, por fatores relacionados ao meio ambiente/clima; as causas por ações de terceiros; as de origem em intervenções programadas; as próprias do sistema; por falha do material ou equipamento; por variação de carga, tensão ou corrente; por falhas na rede; e as que não foram classificadas.

De acordo com a Figura 2.4, a participação relativa de cada grupo de interrupções divididas por causas, a qual pode se observar que, em todos os três anos (2014, 2015 e 2016), mais de 30% das interrupções ocorreram por falhas operacionais, e 20% por intervenções programadas (embora essas não entrem no cálculo das compensações financeiras aos consumidores), mais de um quinto das compensações financeiras ocorreram por falhas em materiais ou equipamentos das redes de distribuição da energia elétrica, e de 7 a 15% por variações de carga, tensão ou corrente da rede de transmissão de energia elétrica.

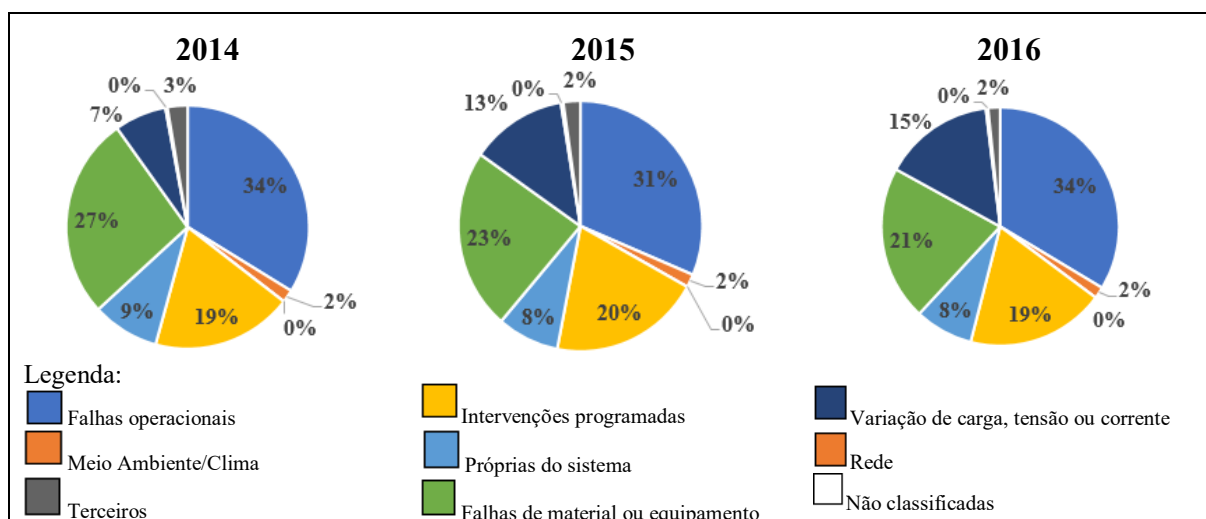


Figura 2.4 – Participação relativa de cada tipo de causa na frequência das interrupções na distribuição de energia elétrica em Goiás

Fonte: elaboração própria com dados da pesquisa.

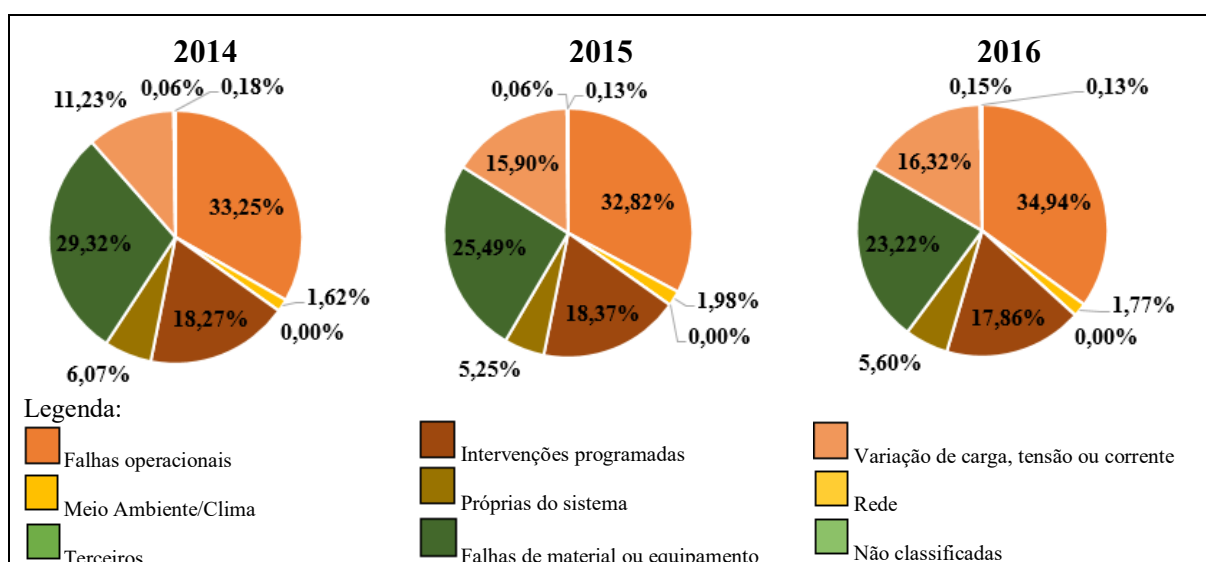


Figura 2.5 – Participação relativa de cada tipo de causa na duração total das interrupções na distribuição de energia elétrica em Goiás.

Fonte: elaboração própria com dados da pesquisa.

Ao analisar a Figura 2.5, apenas na questão da duração das interrupções, ou seja, as interrupções que levam ao cálculo do indicador DIC e DMIC, há uma redução da participação das interrupções ocasionadas por falhas de material ou equipamento de 29% em 2014 a 23% em 2016. A participação das falhas operacionais na duração das interrupções praticamente se manteve constante ao longo dos três anos, em cerca de 34%. O maior aumento da participação ocorreu nas interrupções causadas por variações nos níveis de carga, tensão ou corrente de energia elétrica, na qual houve um aumento de cerca de 11% para 16%.

2.6.2.2 Compensações financeiras pagas pela Companhia Celg

Dentro do contexto da qualidade distribuição da energia elétrica no Brasil, a Celg é uma das concessionárias que mais pagou compensações financeiras por violação dos limites dos indicadores individuais de continuidade da distribuição de energia elétrica. Na Figura 2.6 pode ser observado, que entre os anos 2014 e 2016 foram creditados elevados valores nas faturas das UCs de energia elétrica. E como foi apresentado anteriormente, no método de cálculo dos pagamentos de compensações financeiras, o maior volume desses pagamentos concentram-se no período mensal, visto que o trimestral e o anual são apenas o valor restante do cálculo dos respectivos períodos deduzido do que foram pagos nos períodos anteriores.

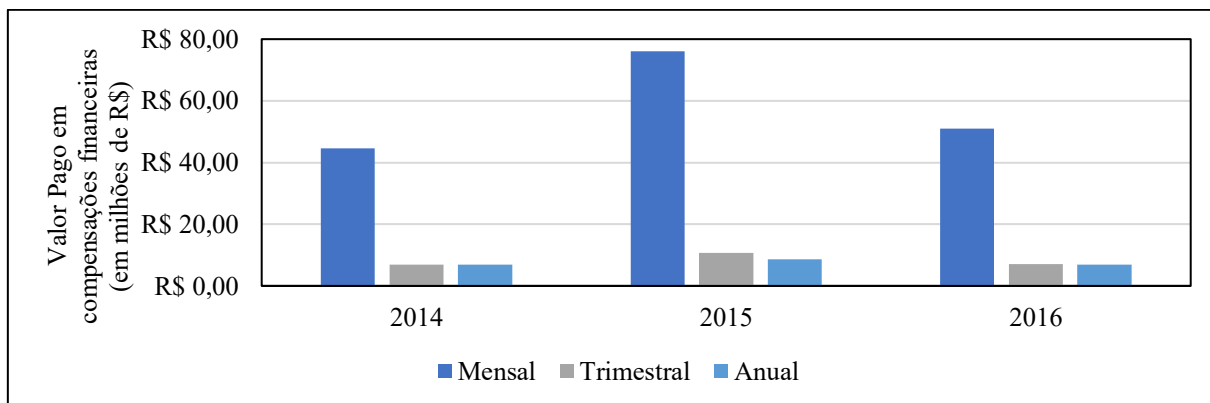


Figura 2.6 – Valor pago em compensações financeiras por violação do limite dos indicadores de continuidade da distribuição da energia elétrica pela celg
Fonte: ANEEL (2017).

Na Figura 2.7 é apresentado um gráfico com a comparação entre os valores pagos em compensações financeiras ponderada pelas receitas das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Como pode ser observado o percentual relativo das compensações financeiras registrado pela Celg é muito superior ao das companhias energéticas da região Centro-Oeste (CELG, CEB, EMS, EMT e CHESP) e do Brasil. Ou seja, os acionistas da Celg são os mais penalizados por meio dos indicadores de continuidade, impactando na redução do recebimento dos dividendos. Entre os anos de 2014 e 2016, essa concessionária apresentou um resultado que representou mais que o dobro da média do valor que foi pago no Centro-Oeste e cerca de 4 vezes o valor apresentado por todas as companhias do Brasil.

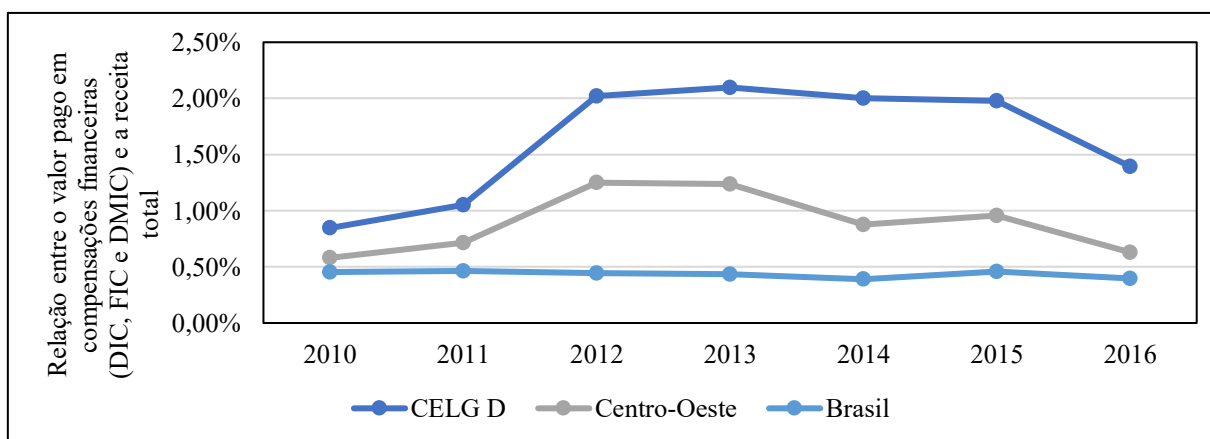


Figura 2.7 – Proporção das compensações financeiras por violação do limite dos indicadores de continuidade individuais da distribuição de energia elétrica com as receitas totais obtidas pelas empresas
Fonte: ANEEL (2017).

E por meio dessa última subseção foram apresentados os últimos fatores, que são discutidos na próxima seção, as considerações finais do artigo.

2.7 Considerações Finais

Dentro do contexto do surgimento da energia elétrica, o Brasil pouco se difere dos países mais desenvolvidos, tendo a sua implantação do uso energia elétrica de forma ainda que arcaica no século XIX. Após os períodos iniciais, o setor de energia elétrica passou por um longo período de desenvolvimento conduzido pelo Governo Federal, que perdurou de 1931 a 1979. Após o fim da ditadura militar, em 1985, com a ascensão democrática e a transferência de parte dos processos regulatórios às unidades federativas, as concessionárias estaduais passaram a ter uma maior autonomia em suas gestões, o que levou, por decisões administrativas, a grandes endividamentos em relação aos tributos federais e com os grandes fornecedores federais. Além, do fato de que, antes a esses processos, as empresas já estavam descapitalizadas por terem sido objetos do controle inflacionário, mesmo que de forma compulsória.

Após esta fase inicial, entre 1993 e 2002, ocorre uma reestruturação do processo regulatório do setor elétrico brasileiro, mas as concessionárias já carregavam uma herança de endividamento dos anos anteriores, que possivelmente foram gerados por uma falha no processo regulatório vigente nesse período, abordada pela Teoria da Captura. Com uma gestão mais próxima dos governos estaduais foram favorecidos os interesses locais, em detrimento de uma política de desenvolvimento integrada em uma noção de um sistema único brasileiro. Ou seja, mesmo em um período de uma década, pouco se alterou na relação entre a condições do sistema e a exigência que esses passavam.

A partir dessa reestruturação, com a criação da ANEEL, concentra-se o processo regulatório em suas funções, estabelecendo formas mais eficientes que estimulassem a melhoria da qualidade dos serviços e coibissem possíveis abusos das concessionárias em relação aos seus consumidores. Na questão da qualidade da energia elétrica são adotados os quatro mecanismos alternativos de regulação da qualidade da energia elétrica que são: as publicações de informações sobre performance; os ajustes do preço teto; os esquemas de compensações aos consumidores e os padrões mínimos de qualidade, após a publicação desses mecanismos a qualidade da energia se tornou uma grande preocupação das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

A principal preocupação das concessionárias passou a ser o pagamento de compensações financeiras, pela violação dos limites dos indicadores de continuidade individuais e em caso de uma persistente baixa qualidade da prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica e a perda do direito de concessão. Nesse contexto, a Celg e outras concessionárias já se encontravam em padrões de sucateamento dos investimentos e de penúria financeira. E com os constantes aumentos das exigências de qualidade do Serviço por

parte da ANEEL, as empresas passaram a sofrer penalidades dos processos definidos no processo regulatório, o que resultou em uma constante deterioração do seu sistema de distribuição, reduzindo a sua qualidade de prestação de serviço e um consequente pagamento de compensações financeiras.

Assim, juntamente a um histórico de sucateamento do setor elétrico no período conhecido como “Crise Institucional”, a ANEEL passou a exigir padrões mínimos de qualidade cada vez mais rigorosos, resultando em compensações financeiras aos consumidores de energia elétrica. Neste contexto, a Celg foi considerada, na última década, com uma das piores empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil. O que resultou na recente privatização, no ano de 2016, sendo adquirida pela companhia energética italiana, Enel.

Assim, esse artigo realiza uma discussão inicial em relação ao contexto do setor elétrico brasileiro, associando-o ao processo regulatório. Foi possível destacar que ao longo dos diversos períodos históricos desse setor, ocorreu um desenvolvimento setorial que muito se aproximou do método de tentativa e erro, ou também podendo ser definido como um processo reativo, quando se ocorre um problema, com aplicação de medidas para corrigi-lo. Após a identificação do problema, desde as suas origens até o atual cenário da concessionária de distribuição de energia elétrica de Goiás, recomenda-se realizar outros estudos com o objetivo de identificar os atuais determinantes da baixa qualidade (a continuidade) do serviço de distribuição de energia elétrica, possibilitando a proposição de políticas de investimentos que visem a redução das recorrentes interrupções dos serviços de distribuição\|z|. E assim, a Enel (antiga Celg) possa apresentar melhores padrões de qualidade de serviço, e deixe de se posicionar entre as últimas posições no ranking do desempenho global da continuidade.

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. Agência Nacional de Energia Elétrica. Módulo 1 - Qualidade da Energia Elétrica. **PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional**, Brasília, DF, p. 61, 01 mar. 2016a. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo1_Revisao_9/1b78da82-6503-4965-abc1-a2266eb5f4d7>. Acesso em: 13 mar. 2017.

_____. Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica. **PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional**, Brasília, DF, p. 73, 16 jun. 2016b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/modulo-8>>. Acesso em: 13 mar. 2017.

_____. Ranking da Continuidade. **Qualidade na Distribuição**, Brasília, DF, jan. 2016c. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/ranking-da-continuidade>>. Acesso em: jan. 2018.

_____. Resolução ANEEL n. 024, de 27 de janeiro de 2000. Estabelece as disposições relativas à Continuidade da Distribuição de energia elétrica às unidades consumidoras. **ANEEL**, Brasília, 27 jan. 2000.

_____. Resolução Normativa n. 109, de 26 de outubro de 2004. Institui a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica. **ANEEL**, Brasília, 26 out. 2004. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2004109.pdf>>. Acesso em: 01 jan. 2018.

_____. Compensações pela Transgressão dos Limites de Continuidade. **Indicadores de Compensação de Continuidade**, Brasília, DF, 2017. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/indicadores-de-compensacao-de-continuidade>>. Acesso em: 01. Jan. 2018.

AJODHIA, V.; HAKVOORT, R. Economic regulation of quality in electricity distribution networks. **Utilities Policy**, v. 13, n. 3, p. 211-221, jun. 2005.

BASSO, L. F. C.; SILVA, M. R. Reflexões sobre a Regulamentação. **Revista de Administração Contemporânea**. Rio de Janeiro, v. 4, n. 2, p. 67-85, maio/ago. 2000.

BRASIL. Lei n. 8.631, de 4 de março de 1993. Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências. **Diário Oficial**, Brasília, 05, mar. 1993. p. 2597.

BRASIL. Lei n. 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previstos no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências. **Diário Oficial**, Brasília, 14 fev. 1995. p. 1917.

BRASIL. Lei n. 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. **Diário Oficial**, Brasília, 27, dez. 1996. p. 28653.

BRASIL. Medida Provisória n. 559, de 2 de março de 2012. Autoriza a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás a adquirir participação na Celg Distribuição S.A. – CELG D e dá outras providências. **Diário Oficial**, Brasília, 05, mar. 2012.

CANAL ENERGIA. **AGE da Eletrobras aprova venda de controle da Celg D**. Negócios e Empresas. out. 2016. Disponível em: <<https://www.canalenergia.com.br/noticias/31659838/age-da-eletrobras-aprova-venda-de-controle-da-celg-d>>. Acesso em: 01 jan. 2018 CEER. 6th Benchmarking Report on the Quality Electricity and Gas Supply. Bruxelas, 2016.

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.

COSTA, N. R.; RIBEIRO, J. M.; SILVA, P. L. B.; MELO, M. A. C. O desenho institucional da reforma regulatória e as falhas de mercado no setor saúde. **Revista de Administração Pública**. Rio de Janeiro, v. 35, n. 2, p. 193-228, mar./abr. 2001.

CRUZ, V. Estado e regulação: fundamentos teóricos. In: RAMALHO, P. I. S (Orgs.). **Regulação e Agência Reguladoras Governança e Análise de Impacto Regulatório**. Brasília: ANVISA, 2009, cap. 2, p. 53-86.

DEMSETZ, H. Why Regulate Utilities. **Journal of Law and Economics**. Chicago, v. 11, n. 1, p. 55-65, abr., 1968.

Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE. Portaria n. 046, de 17 de abril de 1978. Estabelecer, na forma que se segue, as disposições relativas à continuidade do serviço a serem observadas pelos concessionários do serviço público de eletricidade no

fornecimento de energia elétrica a seus consumidores. **Diário Oficial**, Brasília, 26, abr. 1978. p. 5850. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt1978046.pdf>>. Acesso em: 22 dez. 2017.

ELETRONBRAS. Centrais Elétricas Brasileiras S.A. **História**, 2017. Disponível em: <<http://eletrobras.com/pt/Paginas/Historia.aspx>>. Acesso em: 10 dez. 2017.

FARINA, E. M. M. Q. A teoria dos mercados contestáveis e a teoria da organização industrial. **Estado Econômico**, v. 20, n. 1, p. 05-28, jan./abr. 1990.

FIANI, R. Tendências da regulação econômica no caso brasileiro: uma reflexão a partir do debate internacional. **Revista de Economia Contemporânea**, Rio de Janeiro, v. 5, n. especial, 2001.

GHIRARDI, A. G. A presença da agência reguladora estadual e a qualidade dos serviços de distribuição de energia elétrica. **Econômica**. Niterói, v. 4, n. 1, p. 61-72, jun. 2003.

GIAMBIAGI, F.; MOREIRA, M. (Orgs.). **A Economia Brasileira nos Anos 90**. Rio de Janeiro: BNDES, 1999. GOMES, J. P. P.; VIEIRA, M. M. F. O campo da energia elétrica no Brasil de 1880 a 2002. **Revista de Administração Pública**, Rio de Janeiro, v. 43, n. 2, p. 295-321, mar. /abr. 2009.

GLOBO. Enel faz único lance pela CELG-D e leva distribuidora por R\$ 2,187 bi. **G1 Economia**. Nov. 2011. Disponível em: <<http://g1.globo.com/economia/negocios/noticia/2016/11/enel-faz-unico-lance-pela-celg-d-e-leva-distribuidora-por-r-2187-bi.html>>. Acesso em: 01 jan. 2018.

GLOBO. Governo de Goiás repassa controle acionário da Celg à Eletrobras. **G1 Economia**. Abr. 2012. Disponível em: <<http://g1.globo.com/economia/negocios/noticia/2012/04/governo-de-goias-repassa-controle-acionario-da-celg-eletrobras.html>>. Acesso em: 01 jan. 2018.

GOLDENBERG, J.; PRADO, L.T. S. Reforma e crise do setor elétrico no período FHC. **Tempo Social**. São Paulo, v. 15, n. 2, p. 219-235, 2003.

GOMES, J. P. P.; VIEIRA, M. M. F. O campo da energia elétrica no Brasil de 1880 a 2002. **Revista de Administração Pública**, Rio de Janeiro, v. 43, n. 2, p. 295-321, mar. – abr. 2009.

GROTTI, D. A. M. As Agências Reguladoras. **Revista da Faculdade de Direito de São Bernardo do Campo**. São Bernardo do Campo, p. 67-94, 2004.

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.

JANNUZZI, A. C. **Regulação da qualidade de energia elétrica sob foco do consumidor**. Dissertação (Mestrado em Sistemas Elétricos de Potência) – Departamento de Engenharia Elétrica – UNB, Brasília, 2007. Disponível em: <http://repositorio.unb.br/bitstream/10482/2712/1/Dissert_Antonio%20Jannuzzi.pdf>. Acesso em: 23 abr. 2017.

MAS-COLELL, A.; WHINSTON, M. D.; GREEN, J. R. **Microeconomic Theory**. New York: Oxford University Press, 1995, 981 p.

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.

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. 8th International Conference On.** IEEE, 1998. p. 24-29.

MILOCA, S. A. *et al.* Expansion planning problem in distribution systems with reliability evaluation: An application in real network using georeferenced database. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 70, p. 9-16, 2015.

MOTTA, R. S. Princípios de regulação econômica. In: RAMALHO, P. I. S (Orgs.).

Regulação e Agência Reguladoras Governança e Análise de Impacto Regulatório. Brasília: ANVISA, 2009, cap. 3, p. 87-104.

MOURA, M. G. Agências regulatórias no Brasil: os casos dos setores de telecomunicação, eletricidade e petróleo/gás natural. **Revista do Serviço Público.** Brasília, ano 53, n. 2, abr./jun. 2002.

NERY, E. **Mercados e Regulação de Energia Elétrica.** Rio de Janeiro: Editor Interciência, 2012. 694 p.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **O que é o ONS**, 2017. Disponível em: <<http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>>. Acesso em: 10 dez. 2017.

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, p. 51-83, abr. 2007.

PIRES, J. C. L.; PICCININI, M. S. A regulação dos setores de infra-estrutura no Brasil. In: GIAMBIAGI, F.; MOREIRA, M. M. (Orgs.). **A economia brasileira nos anos 90.** Rio de Janeiro: BNDES, 1999. p. 217-260.

ROJAS, L.; GARCIA, R.; ROA, L. Optimal capacitor location for radial systems using genetic algorithms. In: **Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2006. TDC'06. IEEE/PES.** IEEE, p. 1-4, 2006.

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

SAUER, I. **Um Novo Modelo para o Setor Elétrico Brasileiro.** São Paulo: USP, Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, dez. 2002. 126 p

SILVA, M. P. C.; LEBORGNE, R. C.; ROSSINI, E. A Influência da Metodologia de Regulação nos Indicadores de Continuidade DEC e FEC. In: V Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2014, Foz do Iguaçu. **Anais...** 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, p. 229-243, dez. 2006.

VARIAN, H. R. **Intermediate Microeconomics a Modern Approach.** Londres: W. W. Norton & Company, 2010, 805 p.

3 DETERMINANTES CAUSADORES DAS COMPENSAÇÕES FINANCEIRAS DA DISTRIBUIÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA EM GOIÁS: UMA ABORDAGEM DE REGRESSÃO QUANTÍLICA

As compensações financeiras por transgressão dos limites dos indicadores de continuidade da distribuição de energia elétrica são uma das principais preocupações das concessionárias que realizam esse tipo de serviço. A Celg, empresa responsável pelo serviço de distribuição de energia elétrica em Goiás, foi, nos últimos anos, uma das concessionárias brasileiras que apresentou mais problemas na questão da continuidade em seu sistema de distribuição de eletricidade, pagando valores muito elevados em compensações financeiras aos seus consumidores¹⁴. Assim, a Celg e a Universidade Federal de Goiás desenvolveram um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D, no qual foi disponibilizado um *BigData* com todas as informações relativas aos valores pagos em compensações financeiras, às interrupções de longa duração por unidade consumidora de energia elétrica - UC e a outras informações. Assim, o presente artigo é um trabalho que visa analisar os determinantes das compensações financeiras, em diferentes pontos da distribuição amostral do valor pago em compensações financeiras, que podem ajudar na redução do valor pago pela Celg. Devido às características técnicas das análises e a necessidade da existência de um maior conjunto de informações para a tomada de decisão no setor, o artigo utiliza um método robusto na estimação de modelos de regressões lineares, os modelos de regressão quantílicas – MRQ. Os resultados demonstram que o uso dos dispositivos religadores possuem uma eficiência no processo de redução do valor pago em compensações financeiras, principalmente nos últimos quantis (os que apresentam maiores valores pagos).

Palavras-chave: Compensações Financeiras; Continuidade; Regressão Quantílica.

3.1 Introdução

Existem alguns bens e serviços públicos tão essenciais, que apenas são lembrados em sua ausência ou mau funcionamento. De acordo com Melh (2001), a energia elétrica se enquadra nesses quesitos, porque sua importância apenas é lembrada quando há problemas em sua qualidade, pois isto gera uma grande externalidade negativa no bem-estar dos consumidores. Desta forma, neste contexto de grande relevância socioeconômica, existe no Brasil um intenso processo regulatório promovido pela Agência Nacional de Energia Elétrica

¹⁴ De acordo com ANEEL (2018), a Celg pagou, no último quadriênio (2014/2017), cerca de R\$ 277 milhões no quadriênio 2014/2017.

– ANEEL, em que uma das suas principais destinações é a fiscalização e o estímulo por uma melhor qualidade da energia elétrica. Um dos principais mecanismos de estímulo à essa melhoria são as compensações financeiras, que efetivamente representam descontos no valor apurado nas faturas de cada uma das UCs afetadas pelo serviço de distribuição realizado em um nível de qualidade abaixo do esperado.

A Celg, companhia energética que realizou o serviço de distribuição no estado de Goiás até o ano de 2017, pagou cerca de R\$ 277 milhões em compensações financeiras no quadriênio 2014/2017. Segundo ANEEL (2016c), a empresa goiana, ao longo da última década, manteve-se entre as últimas colocações na comparação do desempenho entre as concessionárias de distribuição brasileiras, quanto a qualidade do serviço prestado. Este cenário desperta um segundo contexto das sanções regulatórias, que é o risco de perda do direito de concessão. Em outras palavras, existe um risco imediato de perda financeira por uma prestação de serviço abaixo da qualidade esperada, e no caso de persistência do padrão de ineficiência há a probabilidade mais extrema de encerrar as suas atividades operacionais.

É importante destacar, que as compensações financeiras são calculadas por meio dos indicadores individuais de continuidade do serviço de distribuição. E as principais causas já apontadas pela literatura para estas interrupções são: climáticas, ações de animais, acidentes com veículos, sistemas não adaptados à geologia local, longo comprimento dos segmentos de distribuição, insuficiência de capacidade das subestações, demora no prazo de atendimento do serviço de manutenção, a presença de dispositivos de segurança da rede de distribuição, sucateamento dos sistemas e a não implantação de dispositivos automáticos religadores. Ou seja, estes são fatores que geram interrupções, mas por conseguinte são as causas do pagamento das compensações financeiras. Em geral, há dois fatores que determinam a não robustez do sistema, quais sejam: a não realização dos investimentos necessário para a melhoria da confiabilidade e a expansão dos sistemas de distribuição, resultando em um sucateamento dos sistemas já existentes, bem como um consequente aumento da probabilidade de ocorrer pagamento de compensações.

O presente artigo tem por hipótese que as principais causas do pagamento de compensações financeiras em Goiás são os fatores climáticos ligados ao período chuvoso e um sucateamento do sistema, ocasionado principalmente por realização de investimentos em níveis abaixo do recomendado. Assim, o estudo, que será apresentado, é um dos resultados do projeto de P&D número 6072 de abril de 2016, que consistiu em uma parceria empresa/universidade, possibilitando o acesso a informações de todas as interrupções de energia em Goiás.

Quanto a natureza dos estudos já realizados para a questão das compensações financeiras e das interrupções do serviço de distribuição, existe uma literatura considerável no âmbito da engenharia elétrica, e alguns estudos na área econômica com abordagens restritas à baixa disponibilidade de informações para às análises. O presente estudo traz uma inovação à subárea da economia da energia, pois utiliza um *BigData* com dados populacionais a respeito do valor pago em compensações financeiras por Unidade Consumidora - UC no estado de Goiás, tendo em vista a aplicação de um método não muito explorado no estudo do setor de energia e inédito na questão das compensações financeiras, a Regressão Quantílica. Com o uso desta metodologia é possível a estimação de resultados robustos, que não apresentarão limitações na presença de padrões específicos na distribuição dos valores de compensações financeiras, como a presença de outliers ou de cauda pesada, além do MRQ possibilitar a estimação dos modelos em diferentes pontos dessa distribuição, o que aumenta o grau de explicação da análise.

Ao realizar as análises econométricas será possível propor políticas, que buscam melhorar a conformidade da distribuição da energia elétrica e, por conseguinte, reduzir o valor a ser creditado nas faturas das UC. Assim, o objetivo geral desse trabalho é analisar os principais determinantes dessas compensações financeiras no Estado de Goiás, em diferentes pontos da distribuição do valor que foi pago, agrupados por alimentador. Em específico:

- Definir modelos econométricos a serem estimados, abordando os determinantes das interrupções da energia elétrica;
- Propor uma política de investimentos eficaz na redução das compensações financeiras por violação do limite dos indicadores de continuidade na área de concessão da Celg.

Para a realização da análise, o presente artigo está estruturado do seguinte modo: a primeira seção consiste nessa introdução; seguida por uma segunda que aborda a revisão teórica da qualidade da energia, dos determinantes das interrupções, do uso da regressão quantílica na subárea científica da economia da energia e do método de cálculo das compensações financeiras; a terceira seção apresenta a metodologia do MRQ utilizado; seguidas pelos resultados e as considerações finais do artigo.

3.2 Revisão de literatura

Embora o estudo da regulação econômica seja algo amplamente referenciado no âmbito das ciências econômicas, uma aplicação das noções de regulação da qualidade da prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica é algo recente e pouco estudado, pois em muitos setores existe uma restrição de acesso a informações reais. Embora, isso não possa ser

reafirmado para a área da engenharia elétrica, na qual há uma ampla quantidade de trabalhos relacionados à análise da continuidade da distribuição de energia elétrica, os estudos estão limitados aos domínios técnicos dessa própria área da engenharia. Outra questão é que no meio científico as compensações financeiras são apenas citadas, e existe uma carência de estudos básicos relacionados a esse problema do setor de distribuição de eletricidade.

Quanto ao uso da regressão quantílica para a análise dos determinantes das compensações financeiras por violação do limite dos indicadores de continuidade, o método ainda não foi utilizado para esse objeto de estudo. Assim, nesse contexto, o presente trabalho assume ainda mais relevância, mesmo que o método esteja presente em outros trabalhos do contexto da economia da energia.

Assim, esta seção está dividida em três subseções, uma inicial, abordando o aspecto teórico da qualidade da energia elétrica, a terceira subseção abordando os determinantes das interrupções, seguida por outra que traz trabalhos, que utilizam o método da regressão quantílica no âmbito da economia da energia.

3.2.1 Qualidade da energia elétrica

Com a crescente sofisticação dos equipamentos que utilizam a eletricidade e o aumento da precisão da execução de seus processos, a sensibilidade à qualidade da energia foi também substancialmente aumentada. Segundo a ANEEL (2016a), a qualidade da energia elétrica se divide em dois grupos, a do produto e a do serviço.

A qualidade do produto consiste na conformidade de tensão em regime permanente e as perturbações na forma de onda de tensão. Enquanto a qualidade do serviço refere-se à continuidade da distribuição de energia elétrica e no serviço de atendimento ao consumidor. A continuidade do serviço de distribuição é mensurada a partir das interrupções de longa duração¹⁵, e a partir dessas são calculados os indicadores de duração, frequência e duração máxima. Esses indicadores cumprem, tanto a função de referenciar a qualidade dos serviços, quanto o de calcular as compensações financeiras a serem pagas aos consumidores por uma prestação de serviço de baixa qualidade (ANEEL, 2016b).

A qualidade da energia em relação à continuidade é percebida principalmente quando um equipamento falha, gerando perda de bem-estar ao consumidor de energia elétrica, mas a consequência dessa descontinuidade pode ser observada de forma diferente na relação entre concessionária e consumidor. A concessionária observa uma perda de faturamento, custo com

¹⁵ Segundo ANEEL (2016a), as interrupções de longa duração são aquelas contínuas, e que ultrapassem 3 minutos de duração.

reparos e manutenção dos sistemas, indenizações por equipamentos danificados no momento da interrupção, pagamento de compensações financeiras por violação dos limites dos indicadores de continuidade, entre outros custos. Enquanto que o consumidor sofre lesões em seu patrimônio, constrangimentos pela falta de energia e lucros cessantes, caso dependa da energia em sua atividade econômica. Além do fato, de que macroeconomicamente, um fornecimento confiável de energia elétrica gera competitividade produtiva de um país, em relação aos outros (MEHL, 2000; CRUZ, 2007; SHIGA, 2007; MELO, 2008).

Desta forma, os valores pagos pelas concessionárias na forma de compensações financeiras representam um panorama da qualidade do serviço prestado pela companhia energética. Estes valores que em geral são pagos na forma de descontos na fatura de energia mensal de cada UC atingida, tem como base os indicadores individuais de continuidade. No Brasil, a ANEEL (2016b) estabelece como os principais indicadores de continuidade por conjunto de unidades consumidoras o Duração Equivalente de Interrupção - DEC e o Frequência Equivalente de Interrupção - FEC, junto aos individuais (por UC e pontos de conexão) o Duração de Interrupção Individual - DIC, o Frequência de Interrupção Individual - FIC, o Duração Máxima de Interrupção Contínua - DMIC e o Duração da Interrupção Individual Ocorrida em Dia Crítico - DICRI. Enquanto internacionalmente os países seguem as definições do *Institute of Electrical and Electronics Engineers – IEEE no Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices 1366 -1998*, que estabelece como os principais indicadores de continuidade o *System Average Interruption Duration Index – SAIDI*, o *System Average Interruption Frequency Index – SAIFI*.

Tanto no Brasil, quanto no mundo, o quesito da continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica recebe bastante atenção, uma vez que, não se trata de qualquer setor econômico, mas de um referente a uma infraestrutura básica para todos os outros setores econômicos. Na subseção a seguir apresenta alguns trabalhos que utilizaram a regressão quantílica como método de análise na área da economia da energia, mesmo que esse ainda não tenha sido aplicado na análise das interrupções da distribuição da energia elétrica e às compensações financeiras por violação do limite permitido para estes indicadores.

3.2.2 Determinantes das interrupções

Quanto aos estudos dos determinantes dessas interrupções de longa duração da energia elétrica, estão os realizados por: Chow e Taylor (1995), Meliopoulos (1998), Leão *et al.* (2003), Challerton (2004), Silva (2005), Steiner *et al.* (2006), Rojas *et al.* (2006), Xu e Chow (2006),

Ter-Martisorvan e Kwoka (2008), Alves *et al.* (2008), Dias (2009), Herman *et al.* (2015), Masembe (2015), ainda existem diversos outros que não foram abordados nessa revisão teórica.

Nesse âmbito, com o intuito de facilitar as contribuições de cada um dos trabalhos, foi elaborado o Quadro 3.1.

Quadro 3.1 - Contribuições dos trabalhos na identificação dos determinantes das interrupções de energia

Trabalhos	Contribuições aos fatores relacionados às interrupções da distribuição de energia elétrica
Chow e Taylor (1995)	Apresenta que as ações de animais nas redes de distribuição de energia nos EUA, são uma das principais causas das interrupções no fornecimento de energia elétrica.
Meliopoulos (1998)	Expõe que fatores como as tempestades de vento (e/ou água), a vegetação, a poluição, o fogo e os acidentes por veículos são alguns dos fatores causadores das interrupções no fornecimento de energia elétrica.
Leão <i>et al.</i> (2003)	Evidencia que a maioria das interrupções são oriundas de falhas temporárias, ou seja, causada por agentes externos ao sistema. Evidenciando que o uso de dispositivos religadores é de grande importância, para reestabelecer a distribuição de energia elétrica.
Challerton (2004)	Aborda que as descargas atmosféricas, a inadequação do sistema à geologia local, a necessidade de investimentos, subestações pequenas e as redes elétricas muito longas são fatores causadores de interrupções, deste modo propõe o uso de redes subterrâneas, e uma maior automação do sistema com a criação de padrões específicos de manutenção para reduzir o valor dos indicadores de continuidade.
Silva (2005)	Destaca que existe uma necessidade de alocação ótima de dispositivos de segurança de rede, considerando fatores técnicos como o número de clientes atendidos, a carga que está conectado, a proporção entre interrupções permanentes e temporárias e a extensão do alimentador.
Steiner <i>et al.</i> (2006)	Destaca que o redimensionamento das equipes de atendimento pode reduzir custos e melhorar a confiabilidade do sistema, reduzindo os indicadores de continuidade.
Rojas <i>et al.</i> (2006)	Evidencia que além da quantidade de peças e equipamentos no sistema de distribuição, é necessário otimizar a sua distribuição no espaço.
Xu e Chow (2006)	Apresenta que os animais e vegetação são importantes causadores das interrupções de energia.
Ter-Martisorvan e Kwoka (2008)	Exibe que desenvolvimento de um padrão específico de manutenção pode diminuir o valor apresentado pelos indicadores.
Alves <i>et al.</i> (2008)	Evidencia que a variações de carga e tensão por descargas atmosférica são importantes fatores causadores das interrupções, propondo assim o uso de dispositivos para-raios de óxido-metálico nas redes de distribuição de energia elétrica.
Dias (2009)	Aplica o método dos algoritmos genéricos junto ao de Monte Carlo, para encontrar uma alocação eficientes de chaves automáticas no sistema.
Herman <i>et al.</i> (2015)	Apresenta que indicadores de continuidade podem estar obsoletos para mostrar a realidade do sistema elétrico na África do Sul, sendo necessário indicadores que também abrangem avaliações mais amplas das respostas sociais e políticas às interrupções.
Masembe (2015)	Analisa a inserção de tecnologias <i>Smart Grid</i> nas redes de distribuição de energia elétrica, não obtendo os resultados esperados, pois constata-se que os efeitos das políticas de investimento são minimizados pelo estado de desgaste das redes de distribuição (sistemas envelhecidos).

Fonte: elaboração própria com dados da revisão dos artigos.

É importante destacar, que estes trabalhos abordaram os determinantes das interrupções da distribuição de energia e não os das compensações financeiras. Porém, devido a existência de poucos trabalhos que abordam esta questão e pelo princípio da transitividade, os determinantes que são identificados nos trabalhos presentes no Quadro 3.1 podem ser utilizados para a análise das compensações pagas às UCs, visto que como pode ser observado na subseção 3.4.2 da metodologia, as interrupções (por meio dos indicadores de continuidade) são o principal objeto do cálculo do valor a ser descontado da fatura dos consumidores.

Os fatores identificados nos trabalhos foram: um grupo de causas por acidentes que são dificilmente previstos pela companhia, como as ações dos animais, acidentes de veículos com colisões em postes do sistema, poluição, incêndios e outros fatores causados por terceiros. Outros pontos que podem ser destacados são os ligados às condições climáticas como as chuvas, tempestades de ventos, descargas atmosféricas em que a ausência de dispositivos como os para-raios de óxido metálico, ou o sucateamento destes, pode aumentar a probabilidade de interrupção. As questões relacionadas a manutenção da rede de distribuição, como o comprimento dos segmentos de rede e uma consequente necessidade de um maior tempo para o deslocamento das equipes de manutenção, e foram identificados como fator ligado a interrupção. A não modernização do sistema de distribuição, por sua vez, pode levar o sistema a não atingir a performance desejada, visto que, uma vez que as tecnologias de *Smart Grid* (os religadores) não estão presentes nas redes de distribuição, aumenta-se em grande proporção a chance de uma interrupção temporária tornar-se de longa duração.

Assim, a próxima subseção aborda os trabalhos que utilizam os modelos de regressão quantílica na área da economia da energia. Seguida pela seção da metodologia deste artigo, na qual é apresentada na Subseção 3.3.3 a equação que será estimada por meio do MRQ, analisando as compensações financeiras a partir da questão do comprimento do segmento de rede em média tensão, a quantidade de dispositivos religadores presentes no sistema, as causas das interrupções como: as climáticas ou relacionadas ao meio ambiente, as próprias do sistema, as variações das especificações técnicas da corrente de energia e as relacionadas à rede de distribuição, além das temporais.

3.2.3 Regressões quantílica na economia da energia

Dentre alguns trabalhos que utilizaram o método da regressão quantílica no contexto da economia da energia, estão os de: Kaza (2010), Silva (2013), Marques *et al.* (2011), Marques e Fuinhas (2011), Mbugua *et al.* (2011), Hammoudeh *et al.* (2014), Moreira (2015), Zhang *et al.* (2015).

Um dos assuntos mais abordados na área da economia da energia por meio da Regressão Quantílica é a análise do consumo. Silva (2013) realiza um estudo dos determinantes da demanda residencial brasileira por energia elétrica, de acordo com os quantis do consumo, por meio do método de Regressão Quantílica com Variável Instrumental. Mbugua *et al.* (2011) realizam uma aplicação de modelos não paramétricos de quantis condicionais, com o objetivo de estudar o consumo de energia ao longo do tempo, verificando que o pico de consumo é uma função decrescente do tempo defasado. Kaza (2010) estuda o espectro do consumo residencial de energia elétrica nos EUA, utilizando a regressão quantílica para analisar o efeito de diversos fatores ao longo da distribuição do consumo, como o tamanho das residências e a densidade populacional da vizinhança.

Outras questões abordadas com o uso da regressão quantílica são as associadas aos fatores ambientais. Zhang *et al.* (2015) estudam o efeito direto da recuperação de energia para o transporte rodoviário de passageiro na China, observando que a implementação da política de eficiência energética é muito mais eficiente na região do oeste chinês. Marques *et al.* (2010) analisam os fatores que promovem a energia renovável nos países europeus, observando que o efeito *lobby* das indústrias energéticas já estabelecidas é um grande entrave ao desenvolvimento fontes renováveis. Marques e Fuinhas (2011) investigam a relação entre as medidas de eficiência energética e o uso de fontes renováveis.

Hammoudeh *et al.* (2014) utilizam o método para estudar as respostas dos impactos nos preços do petróleo bruto, do gás natural, do carvão e da energia elétrica, na distribuição do preço da permissão de emissão do CO₂ nos EUA. Enquanto, Moreira (2015) analisa a previsão do preço da energia elétrica no mercado ibérico de eletricidade, observando que os fatores externos influenciam de forma significativa as propriedades da distribuição do preço, como a produção de energia eólica e a temperatura.

De modo geral, o uso método da regressão quantílica não é algo inédito na subárea científica da economia da energia, mas a sua aplicação no estudo das compensações financeiras por descontinuidade na distribuição de energia elétrica, sim. À vista disso, após a apresentação de alguns trabalhos que utilizam o método da regressão quantílica na literatura a área da economia da energia, a próxima seção abordará a metodologia utilizada nesse presente trabalho.

3.3 Metodologia

O presente artigo desenvolve um estudo a respeito de uma questão do mercado de energia, que são as compensações financeiras por violação dos limites dos indicadores de continuidade do serviço de distribuição. Assim, é importante ressaltar que a principal

contribuição desse artigo não está no uso do presente método, o MRQ (um método tradicional na literatura econômica), mas na análise deste tipo de compensações financeiras, associados às diversas outras variáveis de informações de acesso restrito aos agentes externos, disponíveis apenas às concessionárias e ao órgão regulador do setor, que somente foram fornecidas por meio do Projeto P&D.

A identificação do MRQ como método para a realização das análises deste trabalho, ocorreu por esses modelos pertencerem a uma classe de estimadores mais robustos de regressões lineares, e serem indicados em situações nas quais métodos tradicionais como o de Mínimos Quadrados Ordinários (OLS) não são recomendados. Principalmente por causa de violação das hipóteses de normalidade da distribuição da variável dependente e da distribuição de dados com cauda muito pesada. Além de possibilitarem a análise em diferentes pontos da distribuição da variável dependente. Como pode ser observado na Figura 3.1, as informações dos valores pagos em compensações financeiras apresentam uma concentração do valor total pago nos últimos decies da distribuição, caracterizando como uma distribuição com cauda pesada.

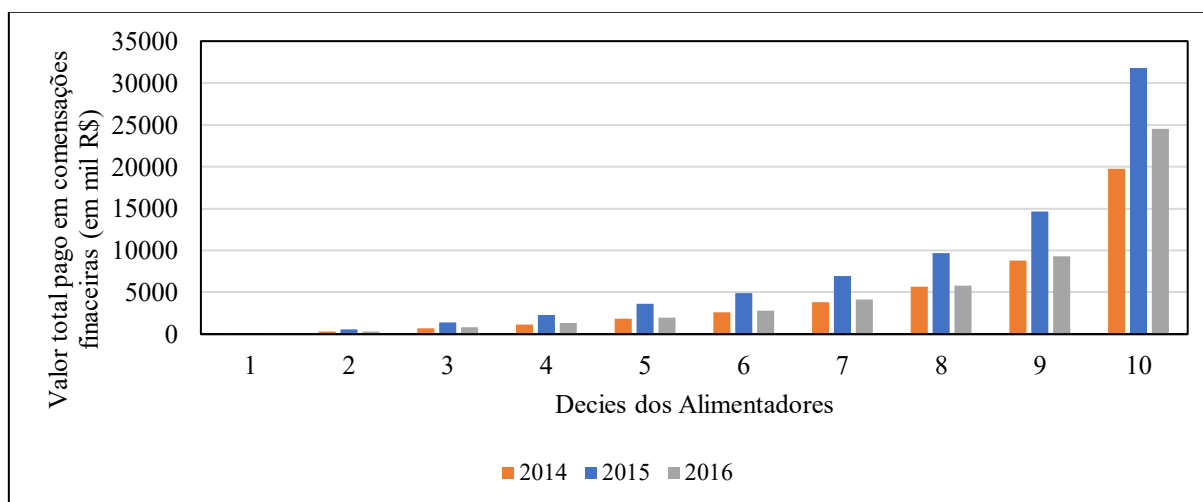


Figura 3.1 – Valores totais pagos em compensações financeiras aos consumidores de energia elétrica por alimentador divididos por decies por ano

Fonte: elaboração própria com dados da pesquisa.

Assim, visando esquematizar esta seção, a metodologia está dividida em quatro subseções: a primeira apresenta a origem e as características dos dados utilizados nas análises; a segunda apresenta o método utilizado pela companhia para o cálculo das compensações; a terceira define a equação base do modelo a ser estimado pelo método da regressão quantílica e a última seção apresenta as informações técnicas relacionadas ao MRQ.

3.3.1 Dados

A análise presente neste artigo está relacionada à realidade da Celg, que por meio do Projeto P&D número 6072 de abril de 2016 desenvolve, através de uma parceria com a Universidade Federal de Goiás, um estudo da questão da qualidade do serviço de distribuição de energia realizado pela companhia. Esse fator tem sido objeto de perda de bem-estar junto aos consumidores e prejuízos financeiros à empresa e seus acionistas. Ainda é importante ressaltar, que o estudo aqui apresentado está direcionado especificamente as compensações financeiras pagas às UCs. Mas o escopo geral do projeto também abrange outras duas linhas de pesquisa, que são o estudo dos indicadores de continuidade e a memória de suas séries históricas. De modo, que este artigo é apenas uma parte do estudo que está sendo realizado no projeto.

Para a análise, a Celg forneceu um *BigData* com informações mensais do período entre os anos de 2014 a 2016, sobre os valores pagos em compensações financeiras e as interrupções da distribuição da energia elétrica para cada UC, juntamente com outras informações de características físicas da rede de distribuição. Ainda é importante destacar que não é muito comum serem encontrados estudos com dados populacionais da dimensão do presente neste estudo, que ao todo representam mais de 37 milhões de eventos de pagamentos de compensações às UCs, que representam cerca de R\$ 220 milhões em perdas financeiras no triênio (2014/2016).

Na área de concessão que era da Celg¹⁶ existe cerca de 2,8 milhões de UCs, sendo atendidas ao nível de tensão alta, média e baixa, em que existem apenas 8 mil UCs atendidas em média tensão e menos de 50 UCs atendidas em alta tensão. É importante destacar que as unidades consumidoras além da forma individual, podem ser organizadas por dois modos diferentes para as análises, por conjuntos e por alimentador.

A Celg possui 148 conjuntos elétricos, que são organizados pela ANEEL de forma a possuírem delimitações espaciais bem definidas e manterem um critério de similaridade técnica. Os alimentadores¹⁷, por sua vez, são 1064, e embora possuam a característica de não possuírem uma determinação precisa¹⁸ da sua localização, as companhias de distribuição utilizam o alimentador como forma de análise do sistema de distribuição. Assim, para a presente análise, os dados foram organizados por meio dos alimentadores e foram consideradas as

¹⁶ De acordo com Globo (2018), a partir de março de 2018, a Celg passou a se chamar Enel Distribuição.

¹⁷ Segundo ANEEL (2016), os alimentadores são segmentos de rede de distribuição, em média tensão, que ligam determinado número de UCs à subestação de distribuição.

¹⁸ O sistema de distribuição possibilita a transferência das UCs atendidas por um determinado alimentador, a outro, por meio de manobras de rede (abertura e fechamento de chaves de rede).

informações mensais de cada alimentador como uma informação individual. De modo que, para as análises foram consideradas 38.304 observações (ou seja, o produto de 1064 alimentadores, em períodos mensais entre os anos de 2014 e 2016).

Nas tabelas 3.1 e 3.2 estão as informações descritivas dos dados “*in natura*” fornecidos pela Celg. Sendo que a primeira tabela se refere às possíveis variáveis dependentes, enquanto a segunda é relativa às possíveis variáveis explicativas.

Tabela 3.1 – Estatísticas descritiva das possíveis variáveis dependentes

Variável	Média	Desvio Padrão	$\theta = 0,10$	$\theta = 0,25$	Mediana	$\theta = 0,75$	$\theta = 0,90$
Compensações Financeiras:							
Total	4.477,95	13.361,97	0	5,50	459,01	3.112,39	11.204,2
Baixa tensão	2.901,84	8.170,14	0	0,45	286,49	2.093,88	7.517,19
Média tensão	158,01	2.915,46	0	0	0	0	0
Alta tensão	48,31	2.862,88	0	0	0	0	0

Fonte: elaboração própria com dados da pesquisa.

Tabela 3.2 – Estatística descritiva das informações explicativas das compensações financeiras.
(continua)

Variável	Média	Desvio Padrão
Quantidade de Unidades Consumidoras:		
Total	3.364,24	25.806,20
Baixa tensão – BT	3.254,07	25.782,86
Média tensão – MT	7,52	11,52
Alta tensão – AT	0,04	0,46
Residencial	2.086,00	3.776,16
Não residencial	1.278,24	23.436,02
Frequência das Interrupções:		
Total	30,04	246,50
Falha operacional	9,86	86,54
Meio ambiente/clima	0,50	4,37
Terceiros	0,00	0,03
Intervenções programadas	5,78	54,18
Próprias do sistema	2,51	31,15
Falha de material ou equipamento	7,18	59,54
Variação de carga, tensão ou corrente	3,45	11,21
Rede	0,09	0,85
Não classificadas	0,66	3,51
Duração das interrupções:		
Total	8.832,30	62.762,35
Falha operacional	2.961,70	22.223,11
Meio ambiente/clima	159,34	1.655,80
Terceiros	0,11	6,26
Intervenções programadas	1.607,98	13.103,84
Próprias do sistema	495,52	5.748,11
Falha de material ou equipamento	2.307,20	16.935,81
Variação de carga, tensão ou corrente	1.280,17	4.812,65
Rede	7,24	107,33
Não classificadas	13,02	116,33

(continuação)

Variável	Média	Desvio Padrão
Dados físicos da rede de distribuição:		
Comprimento de segmentos em MT(em Km)t	140.645,90	206.361,20
Número de chave-faca	8,54	8,70
Número de chaves fusível	50,31	59,38
Número de disjuntor	0,54	0,50
Número de religador	0,16	0,51
Número de unidades transformadoras	178,76	223,71
Potência nominal aparente de unidades transformadoras de distribuição	83,69	327,41
Potência instalada de unidades consumidoras de MT	334,96	1.144,31
Número de unidades transformadoras de subestação	1,59	1,00
Potência nominal aparente das unidades transformadoras de subestação	8,31	6,58

Fonte: elaboração própria com dados da pesquisa.

É importante destacar, que não serão utilizadas nas análises todas as informações apresentadas nas tabelas 3.1 e 3.2, porque em muitos casos não há respaldo teórico para serem utilizadas e ainda existe a questão da especificação do MRQ que será apresentado em uma das subseções seguintes. Apesar de não possuir a mesma necessidade dos pressupostos dos modelos *OLS*, Koenker e Bassett (1978) ao introduzirem essa classe de modelo, propõem que o seu estimador deve ter uma eficiência igual ou superior ao do *OSL* (o qual possui grande eficiência, quando os seus pressupostos são respeitados).

Na próxima seção é apresentado o método de cálculo das compensações financeiras, que é definido pela ANEEL no PRODIST.

3.3.2 Método de cálculo das compensações financeiras

O método utilizado pelas concessionárias do serviço de distribuição para cálculo das compensações é apresentado no PRODIST, no qual a ANEEL (2016b) estabelece três fórmulas de cálculo das compensações financeiras (com exceção das que foram causadas por dia críticos que não serão abordadas neste artigo):

$$Valor = \left(\frac{DIC_v}{DIC_p} - 1 \right) DIC_p \times \frac{EUSD_{\text{médio}}}{730} \times kei \quad (3.1)$$

$$Valor = \left(\frac{DMIC_v}{DMIC_p} - 1 \right) DMIC_p \times \frac{EUSD_{\text{médio}}}{730} \times kei \quad (3.2)$$

$$Valor = \left(\frac{FIC_v}{FIC_p} - 1 \right) FIC_p \times \frac{EUSD_{\text{médio}}}{730} \times kei \quad (3.3)$$

Conquanto, DIC é a duração da interrupção por unidade consumidora, DMIC é a duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora, FIC é a frequência das interrupções por unidade consumidora, os subscritos $\cdot_p$ e $\cdot_v$ são respectivamente os valores permitidos e os verificados de cada indicador. O termo *EUSD médio*¹⁹ corresponde aos encargos do uso do sistema de distribuição correspondente aos meses de apuração do indicador. O número 730 é o valor médio da quantidade de horas no mês e *kei* é o coeficiente de majoração (15, 20 e 27, para as unidades consumidoras atendidas respectivamente em baixa, média e alta tensão).

Sendo realizado o cálculo e o pagamento das compensações financeiras em três níveis temporais: mensais, trimestrais e anuais. É importante ressaltar, que para cada um dos níveis de pagamento, existe um limite permitido para cada indicador, e no momento de pagamento das compensações trimestrais e anuais sempre descontam o valor que foi pago no nível anterior, e que as compensações financeiras só ocorrem para uma das três equações, (3.1) ou (3.2) ou (3.3), sendo escolhido como referência para o pagamento das compensações financeiras, o indicador que apresentar o maior valor calculado (ANEEL, 2016b).

Como pode ser observado nas equações (3.1) a (3.3), sob a ótica da concessionária, apenas os valores verificados dos indicadores são fatores endógenos no cálculo das compensações financeiras, sendo que os limites são pré-determinados pela ANEEL por conjuntos de unidades consumidoras e o *EUSD médio* é determinado pelo próprio sistema energético. Deste modo, os determinantes das compensações financeiras, *a priori*, estão diretamente relacionados aos determinantes dos indicadores de continuidade apurados, DIC, FIC e DMIC (para uma maior compreensão dos indicadores de continuidade, o Anexo A apresenta a forma de cálculo de cada um destes indicadores individuais).

Na próxima seção, são apresentadas as equações base utilizadas para o a estimação do MRQ apresentado nos resultados.

3.3.3 Modelos de regressão quantílica para estudo das compensações financeiras por interrupção de energia elétrica

O MRQ para a análise das compensações financeiras pagas pela Celg deve ter por variável dependente uma das informações apresentadas na tabela 3.1, de modo, que ao analisar as estatísticas descritivas apresentadas para as possíveis variáveis dependentes, a escolha está

¹⁹Segundo ANEEL (2012), O EUSD é uma contribuição das UCs pelo uso do sistema de distribuição, ou seja, uma remuneração do capital instalado da companhia energética, destinado a realização a investimentos em manutenção e expansão do sistema, com promover a confiabilidade do sistema de distribuição.

pautada entre o valor total pago a todas UCs, ou para restrito às UC atendidas no regime de baixa tensão, por serem as de maior representação da realidade da Celg. Contudo, foram estimados os modelos para os quatro níveis de tensão, sendo que apenas o valor pago a todas UCs e as de baixa tensão apresentaram bons ajustes econométricos. O resultado desse experimento foi que os modelos não apresentaram diferenças muito representativas nas abordagens para todas UCs, ou apenas para as UCs atendidas em BT. Assim, optou-se pelo modelo para todas UC.

Quanto às variáveis explicativas, elas foram pautadas em três conjuntos de variáveis: um primeiro contendo aspectos físicos da rede (fatores técnicos e equipamentos instalados), um segundo relacionado à causa das interrupções e o último relacionado à dinâmica temporal dos dados. A escolha das variáveis do primeiro grupo respeitou suas características técnicas, enquanto para as do segundo grupo foi adotado o critério do melhor ajuste nas estimações dos modelos econométricos e no último conjunto estão as variáveis categóricas dos anos e meses do modelo. A seguir são apresentados os modelos aplicados, juntamente com um quadro contendo informações das variáveis utilizadas, suas descrições, o sinal esperado e se segue uma distribuição normal.

O modelo apresentado na equação 3.4 foi o desenvolvido em uma análise realizada no projeto P&D, e apresenta um enfoque ao uso de dispositivos religadores²⁰ para a redução do valor pago em compensações financeiras, outra relação ainda estudada foi tamanho dos segmentos de rede em MT, e um conjunto de causas das interrupções.

$$Q_{\theta}(Y_i) = \beta_{\theta,0} + \beta_{\theta,1} \ln X2_i + \beta_{\theta,2} \ln PX10_i + \beta_{\theta,3} \ln F2_i + \beta_{\theta,4} \ln F5_i + \beta_{\theta,5} \ln F7_i \\ + \beta_{\theta,6} \ln F8_i + \sum_{i=1}^{12} \text{Mês } \beta_{\theta,7} + \sum_{i=1}^3 \text{Ano } \beta_{\theta,8} + \mathcal{U}_{\theta,i} \quad (3.4)$$

É importante considerar que o modelo da equação (3.4) está teoricamente relacionado aos resultados apresentados por: Meliopoulos (1998), Leão *et al.* (2003), Challerton (2004), Xu e Chow (2006), Alves *et al.* (2008) e Masembe (2015). Esses abordaram a questão do uso dos dispositivos religadores (*Smart Grid*), os fatores como o comprimento dos segmentos da rede de distribuição, os fatores climáticos e as variações de carga e tensão. No Quadro 3.2 são

²⁰ Segundo Silva (2005), os religadores são dispositivos amplamente difundidos entre as empresas de distribuição de energia elétrica, que atua nas interrupções transitórias, evitando queimas desnecessárias de equipamentos, que aumentariam o tempo da interrupção.

apresentadas as definições e propriedades de cada uma das variáveis presente no modelo que foi apresentado na equação 3.8.

Quadro 3.2 – Descrição das variáveis do MRQ

Variável	Descrição	Sinal esperado	Distribuição normal
Y_i	Logaritmo natural das compensações financeiras pagas a todas as unidades consumidoras, por alimentador.		Não
$\ln X2_i$	Logaritmo natural do comprimento total dos segmentos de rede em MT, por alimentador.	Positivo	Não
$\ln pX10_i$	Logaritmo natural do número relativo de dispositivos religadores por unidades consumidoras, por alimentador.	Negativo	Não
$\ln f2_i$	Logaritmo do número de interrupções causadas por fatores climáticos ou relacionados ao meio ambiente, por alimentador.	Positivo	Não
$\ln f5_i$	Logaritmo do número de interrupções causadas por fatores próprios do sistema, por alimentador.	Positivo	Sim
$\ln f7_i$	Logaritmo do número de interrupções causadas por variações de carga, tensão ou corrente, por alimentador.	Positivo	Sim
$\ln f8_i$	Logaritmo do número de interrupções causadas por fatores relacionados à rede de distribuição, por alimentador.	Positivo	Não
Ano.	Variáveis binárias dos anos (2014 a 2016), utilizadas como variáveis de controle para melhorar a especificação do modelo. Sendo utilizado o ano de 2014 como mês de referência.	Positivo	Sim
Mês.	Variáveis binárias dos meses presentes entre os anos de 2014 e 2016., utilizando o ano de 2014 como referência.	Positivo	Sim

Fonte: elaboração própria com dados da pesquisa.

Nota: Nos dados que deram origem as variáveis desse modelo, em muitos alimentadores foram apresentados valores nulos em algumas variáveis, assim para a aplicação do logaritmo nas variáveis foi somado o valor de uma constante (1) antes da aplicação, porém esse valor em nada altera o resultado da transformação da variável, pois equivale a uma soma de uma constante em todas as variáveis.

Na próxima subseção, é apresentado o método da regressão quantílica, utilizado para a estimação do modelo da equação 3.4.

3.3.4 Regressão Quantílica

O primeiro modelo de regressão foi aplicado no trabalho de Legendre, em 1805, denominando essa classe de modelos como: Mínimo Quadrados Ordinários – MQO (OLS). Esse método é desenvolvido utilizando-se da média condicional de uma variável dependente em relação a um conjunto de variáveis independentes. Assim, assume de forma implícita, que a distribuição da variável explicada ocorre de forma simétrica em relação às variáveis explicativas, pois caso contrário, a média condicional fornecerá uma visualização incompleta da distribuição condicional da variável de interesse (SILVA, 2003).

Apesar dessa primeira limitação, Silva (2003) apresenta que os modelos de MQO foram amplamente aceitos como ferramentas estatísticas, pois: são de muito fácil trato computacional; o método permite estimar a média condicional da variável dependente; e possui um estimador

de mínima variância entre os estimadores não-viésados para o caso em que a distribuição da variável dependente é gaussiano.

Porém, mesmo diante das suas vantagens, essa classe de modelo é extremamente sensível à existência de *outliers* na amostra da variável dependente, não é eficiente quando a sua distribuição da variável dependente é não-gaussiana, resultando em estimadores limitados (de pouca precisão). Assim, é introduzida uma nova classe de estimadores, o de Regressões Quantílicas - RQ. Que além de serem mais robustos, mantém a capacidade de associação entre uma variável resposta e as suas variáveis explicativas, possibilitando ainda, que essa análise se expanda para diversos pontos da distribuição condicional, mapeamento ainda mais as informações dos valores pagos em compensações financeiras (KOENKER & BASSETT, 1978).

Os modelos *OLS* e os modelos de regressão quantílica - MRQ são utilizados em análise paramétricas que mensuram as respostas de uma variável dependente em relação às alterações nas variáveis independente. A principal diferença em sua forma de interpretação dos resultados, é o fato de que o MRQ pode ser aplicado a de diferentes pontos da distribuição condicional da variável dependente, e que possui eficiência quando é conhecido que a distribuição apresenta heterocedasticidade.

De acordo com Koenker e Hallock (2001), Hao e Naiman (2007) e Silva (2003), as principais vantagens do uso do MRQ são:

- Permite caracterizar toda a distribuição condicional do valor pago em compensações financeiras (variável dependente), em resposta a um conjunto de variáveis explicativas. Ou seja, é possível estabelecer relações paramétricas lineares para os diferentes quantis amostrais, por meio de uma ponderação assimétrica da soma dos desvios absolutos;
- Pode ser utilizada, quando a distribuição da variável dependente não seguir os padrões Gaussianos;
- Os MRQ são mais robustos na presença de *outliers*, ao contrário dos modelos *OLS* que utilizam a média condicional como resolução do problema de minimização da soma dos quadrados dos resíduos. O MQR utiliza a medida da mediana (m) como a solução para o problema de minimização da soma dos resíduos absolutos, e respeitando as condições de alterações amostrais nos valores 50% menores, respeitar a condição de serem: $\leq m$, e quanto nos 50% valores maiores continuarem a ser: $\geq m$, o valor da mediana não alterará, ao contrário do que ocorreria com a média condicional;

- Por utilizar a distribuição condicional da variável explicada, podem ser estimados os intervalos de confiança dos parâmetros e da variável de interesse, diretamente dos quantis desejados.
- Permite a utilização de transformações monotônicas na variável dependente, ou seja, se aplicar uma transformação monótona h (como a exponencial ou a logarítmica) a uma variável aleatória, os quantis serão obtidos por meio da mesma aplicação à função Quantílica;
- Devido aos erros não possuírem distribuição normal, o MRQ é mais eficiente nesse cenário, que o modelo MQO; e
- Mantêm a possibilidade de estimação por meio de programação linear, que também está presente no MQO, mantendo assim a facilidade de estimação dos parâmetros.

Quanto à sua estimação, o MRQ introduzido por Koenker e Bassett (1978), foi proposto originalmente por meio de um modelo simples de minimização da soma dos resíduos absolutos:

$$\min_{b \in \mathbb{R}} \left[\sum_{i \in \{i: y_i \geq b\}} \theta |y_i - b| + \sum_{i \in \{i: y_i < b\}} (1 - \theta) |y_i - b| \right] \quad (3.5)$$

Assim, assume-se $\{y_i: i = 1, \dots, I\}$ como uma amostra aleatória de uma variável Y (que na presente análise, equivale-se à variável dependente, o valor pago em compensações financeiras por violação dos limites dos indicadores de continuidade), com uma função de distribuição F e determinando o θ -ésimo quantil amostral, respeitando a restrição $0 < \theta < 1$ (KOENKER & BASSETT, 1978).

A RQ pode ser vista como uma extensão dos quantis amostrais para uma classe mais geral, os quantis condicionais com forma linear. Assim é proposto uma generalização direta, que assume $\{x_i: i = 1, \dots, I\}$ como uma sequência de (raízes) K -vetores de uma matriz conhecida e definida, e supõe $\{y_i: i = 1, \dots, I\}$ como uma amostra aleatória no processo de regressão $u_i = y_i - x_i\beta$ tendo função de distribuição F . A θ -ésima regressão quantílica é definida sendo qualquer solução para o problema de minimização para o θ -ésimo quantil (KOENKER & BASSETT, 1973; SILVA, 2003).

Isso posto, assume-se o seguinte problema de minimização da soma dos resíduos absolutos:

$$\min_{\beta} \frac{1}{n} \left\{ \sum_{i: y_i > x_i' \beta} \theta |y_i - x_i' \beta_{\theta}| + \sum_{i: y_i \leq x_i' \beta} (1 - \theta) |y_i - x_i' \beta_{\theta}| \right\} \quad (3.6)$$

$$\min_{\beta} \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \rho_{\theta}(u_{\theta i})$$

Onde ρ é a função checagem, que pode ser definida como:

$$\rho_{\theta}(u) = \begin{cases} \theta u, & u \geq 0 \\ (\theta - 1)u, & u < 0 \end{cases} \quad (3.7)$$

Segundo Silva (2003), a função ρ_{θ} multiplica os resíduos por θ se eles forem positivos ou iguais a zero, e por $(\theta - 1)$ quando forem negativos, possibilitando que sejam tratados de forma assimétrica.

Quanto à forma de interpretação dos coeficientes apresentados no *output* do modelo, pode-se calcular a função de diferentes pontos da distribuição de forma similar aos processos dos modelos *OLS*, ou seja, por meio da função quantil condicional, que em um modelo linear com erros independentes e identicamente distribuídos (i.i.d.), é dado por:

$$Q_y(\theta|x) = x\beta_{\theta} = x'\beta + Q_u(\theta) \quad q \in [0,1] \quad (3.8)$$

Onde Q_u representa os erros condicionais.

Na estimação dos MRQ desse artigo foi utilizado o *software* econométrico Stata 11, e o comando utilizado foi o “*bsqreg*”, que consiste na estimação do modelo de regressão quantílica com erros padrões de *bootstrapped*. Na próxima seção, são apresentados os resultados da aplicação do modelo da equação (3.4), que são os coeficientes apresentados nos modelos estimados e os seus respectivos gráficos para os quantis, $\theta : 0,1; 0,25; 0,5; 0,75$ e $0,9$.

3.4 Resultados

Nesta seção, são apresentadas duas subseções: uma com os resultados do MRQ, em dois modos diferentes, por meio de uma tabela com coeficientes do modelo e através dos gráficos dos coeficientes da regressão quantílica. Seguida pela subseção na qual são apresentadas as políticas a serem adotadas para a redução dos valores a serem pagos em compensações às UCs.

3.4.1 Resultados do MRQ

Primeiramente é necessário destacar que os primeiros resultados, são interpretados na forma padrão de estimações de modelos lineares. Já o segundo conjunto de resultados, apresentam cada um dos gráficos dos coeficientes do MRQ, sendo que cada um dos 19 pontos

na linha contínua representam uma estimativa do coeficiente para os θ -ésimos quantis, variando de 0,05 a 0,95. A área sombreada de cor cinza representa o intervalo de confiança de 90 (noventa) pontos percentuais dos coeficientes do MRQ. Enquanto os segmentos de reta representam a estimativa do modelo *OLS* do efeito médio, as linhas tracejadas acima e abaixo dessa estimativa representam um intervalo de confiança de 90 (noventa) pontos percentuais para os coeficientes desta estimação, do modelo *OLS* (KOENKER & HALLOCK, 2001).

Na Tabela 3.3 estão os resultados dos coeficientes da aplicação do modelo da equação 3.4. Primeiramente, é importante notar que um aumento de 1% no comprimento dos segmentos de rede em MT, resulta em leves aumentos nos valores pagos em compensações financeiras, possuindo uma elasticidade maior no quantil da mediana, com uma elevação de 0,18% no valor pago em compensações financeira, e apenas 0,06% em RQ90. Apesar de não apresentar um cenário tão preocupante para a empresa, é importante destacar que a variável foi significativa em todos os quantis e teve um sinal positivo, o que desperta a necessidade de atenção em termos operacionais da Celg. Quanto ao uso dos religadores, os coeficientes obtidos apresentam-se bastante elevados nos quantis mais à direita da distribuição, que representam o maior volume de compensações, sendo que nos RQ 50, 75 e 90 um aumento de 1% na quantidade relativa de religadores reduz, respectivamente em 7,1%, 8,1% e 9,7% o valor pago em compensações financeiras. E os coeficientes desta variável são significativos ao nível de 1% de significância, em todos os modelos e com sinal negativo, em conformidade ao esperado (apresentado no Quadro 3.2).

Tabela 3.3 – MRQ dos determinantes dos valores das compensações financeiras

(continua)

Variável	OLS	RQ10	RQ25	RQ50	RQ75	RQ90
Comprimento de Rede MT	0,1381* (0,0034)	0,0354* (0,0063)	0,1217* (0,0056)	0,1785* (0,0068)	0,0881* (0,0059)	0,0604* (0,0045)
Religador	-6,4336* (0,5940)	-1,3640** (0,6788)	-3,2115* (0,7849)	-7,1246* (0,2742)	-8,0841* (0,6957)	-9,7090* (1,7753)
Clima	1,0436* (0,0328)	1,1904* (0,1346)	1,5807* (0,0483)	1,1452* (0,0379)	0,8191* (0,0294)	0,6475* (0,0316)
Próprios do sistema	1,2366* (0,0221)	1,2360* (0,0490)	1,6973* (0,0305)	1,4009* (0,0301)	0,8656* (0,0195)	0,5956* (0,0290)
Carga	0,8279* (0,0175)	1,2360* (0,0321)	1,0886* (0,0280)	0,7517* (0,0262)	0,4952* (0,0161)	0,3703* (0,0216)
Rede	0,7147* (0,0671)	0,0537 (0,3072)	1,2980* (0,1490)	1,3391* (0,0586)	1,0662* (0,0368)	0,9514* (0,0644)
2015	0,1888* (0,0344)	0,0017 (0,0128)	0,0209 (0,0256)	0,2293* (0,0446)	0,2747* (0,0480)	0,2933* (0,0278)

(continuação)

Variável	OLS	RQ10	RQ25	RQ50	RQ75	RQ90
2016	0,1036* (0,0367)	-0,1339* (0,0249)	-0,0430 (0,0294)	0,1600* (0,0616)	0,1087* (0,0379)	0,2409* (0,0336)
Janeiro	2,3617* (0,0679)	1,0344* (0,0777)	1,5679* (0,1124)	2,7357* (0,0942)	2,3736* (0,0698)	1,7756* (0,0986)
Fevereiro	2,0495* (0,0674)	0,9639* (0,0713)	1,4279* (0,0565)	2,5405* (0,1052)	2,0517* (0,0750)	1,5595* (0,0990)
Março	2,0250* (0,0674)	0,9845* (0,0772)	1,4709* (0,0700)	2,4205* (0,0916)	2,0905* (0,0766)	1,6342* (0,0892)
Abril	1,5400* (0,0672)	0,6048* (0,1450)	1,0919* (0,0972)	1,9309* (0,1090)	1,5967* (0,0938)	1,2252* (0,1416)
Maio	0,7136* (0,0670)	0,1369 (0,0853)	0,2305* (0,0283)	0,7596* (0,1337)	0,8721* (0,0661)	0,7063* (0,0958)
Julho	0,1175*** (0,0670)	0,0539 (0,0850)	0,0458** (0,0218)	0,0000 (0,0264)	0,1006 (0,0862)	0,2172 (0,1366)
Agosto	0,4967* (0,0670)	0,1036 (0,0842)	0,1208* (0,0270)	0,3772* (0,1253)	0,5806* (0,0783)	0,5841* (0,1117)
Setembro	2,0733* (0,0672)	0,9520* (0,0782)	1,4279* (0,0579)	2,5656* (0,1126)	2,2733* (0,0915)	1,8308* (0,1062)
Outubro	2,6193* (0,0680)	1,0744* (0,0722)	1,9804* (0,0984)	3,0553* (0,0933)	2,6226* (0,0675)	2,1569* (0,0987)
Novembro	2,6110* (0,0683)	1,0977* (0,1126)	1,8170* (0,1509)	2,9960* (0,1095)	2,6594* (0,0659)	2,1946* (0,0999)
Dezembro	2,3245* (0,0682)	1,0666* (0,0710)	1,5924* (0,1034)	2,6968* (0,1162)	2,2616* (0,0821)	1,7757* (0,0913)
_cons	0,5093* (0,0632)	-1,3276* (0,0986)	-1,4279* (0,0586)	-0,160** (0,0671)	3,5393* (0,0592)	5,6780* (0,1010)
Número de Observações	38340	38340	38340	38340	38340	38340
R ² -ajustado	0,4059	0,1600	0,3350	0,2505	0,1766	0,1402

Fonte: elaboração própria com resultados da pesquisa.

Nota: coeficientes em negrito e desvios padrões em parênteses.

* Significância ao nível de 1%; ** significância ao nível de 5%; *** significância ao nível de 10%.

Quanto as variáveis das causas das interrupções, essas foram significativas nos MRQ da tabela 3.3, com exceção das interrupções por problemas próprios da rede de distribuição, que não apresentou significância estatística para o quantil 0.1 (RQ10), mas isso não inviabiliza a análise, visto ter baixa representatividade em termos de compensações financeiras e é importante destacar que são utilizados quantis maiores na estimação dos modelos.

Para as quatro variáveis, ocorre uma redução da resposta da variável dependente, o que representa redução da resposta no volume de compensações financeiras, a aumentos de interrupções com causas em fatores ligados ao meio ambiente e ao clima, assim como em fatores ligados a questões próprias do sistema, variações de carga, tensão e corrente, e a fatores ligados a condição da rede.

Em outras palavras, se aumentar em 1% as falhas ligadas à queda de árvores na rede, incêndios, descargas atmosféricas e curto circuitos causados por animais, aumentará em 0,65%

o valor pago em compensações financeiras nos alimentadores que estão no quantil 0.9, e aumentarão em 1,2%, 1,6%, 1,5% e 0,8% respectivamente nos quantis 0.1, 0.25, 0.5 e 0.9. Por sua vez, as falhas relacionadas aos esquemas de alívio de carga no sistema, aos desligamentos de emergência, oscilações das propriedades técnicas da energia e outros ajustes provocam respostas semelhantes aos do conjunto de causas anterior. Sendo que um aumento de 1% nos primeiros quantis (0.1, 0.25, 0.5) resulta em um aumento de cerca de 1,5% nas compensações financeiras, enquanto nos alimentadores que mais pagam compensações (quantil 0.9) a elasticidade da causa f5 – compensações financeiras é de apenas 0,6.

Quanto as causas de interrupções que abordam as proteções de rede, falta de tensão ou de corrente e sobrecargas em equipamentos, o menor valor do coeficiente de elasticidade ocorre no quantil 0.9, no qual um aumento de 1% nas interrupções por este tipo de causa acresce em apenas 0,37% as compensações financeiras. Quanto às interrupções ligadas aos fatores da rede de distribuição (cabos rompidos, cabos cruzados, defeitos nas redes e testes nas redes) é possível observar que a elasticidade das interrupções nos alimentadores dos 5 (cinco) quantis analisados não apresenta uma redução tão expressiva, quanto ao que foi apresentado pelas outras variáveis de causas.

Quanto ao efeito geral dessa redução de elasticidade, dos quantis nos quais os alimentadores que pagaram menos compensações financeiras para os que pagaram mais, é necessário considerar dois fatores: a dimensão do valor pago em compensações financeiras, e a possibilidade de repetição dos padrões de violação do limite dos indicadores de continuidade. Assim, mesmo com uma elasticidade menor nos últimos quantis da distribuição da variável dependente, as respostas nesses alimentadores em termo de aumento ou redução das compensações financeiras é muito maior e muito mais impactante no resultado geral da empresa. Enquanto a redução da elasticidade está ligada ao *know-how* desenvolvido pela Celg, a capacidade de resposta do sistema de manutenção e de instalações de equipamentos tendem a ser mais eficientes nos alimentadores que apresentam um histórico de maior risco de pagamento de compensações financeiras.

Em outras palavras, o efeito apresentado mostra que a Celg tem acompanhado a questão das causas das compensações financeiras. Assim, os investimentos futuros devem ser realizados nos lugares onde ocorrem maior geração de compensações financeiras, mas não se deve negligenciar os outros alimentadores, pois possuem um potencial ainda maior de serem grandes problemas no futuro, caso não sejam considerados em uma eventual política de investimento, com o foco na manutenção do sistema.

Quanto às variáveis *dummies* de ano e mês, o modelo mostra que, de fato, as variáveis utilizadas como referência cumprem o seu papel no estudo da redução das compensações financeiras. E destaca, que o período no qual a Celg deve apresentar uma maior atenção a questão das compensações financeiras é entre os meses de setembro e abril, com destaque aos meses de outubro e novembro, período de maior concentração da distribuição da precipitação pluviométrica.

A Figura 3.2 apresenta o gráfico dos coeficientes do MRQ estimado nos diferentes quantis, no qual é possível observar o fato de que o modelo *OLS* não apresenta uma análise muito eficiente para esse caso específico, principalmente no quantil 0,9, o qual apresenta-se fora dos intervalos de confiança de igualdade estatística com os coeficientes do modelo OLS, em todos os gráficos abaixo.

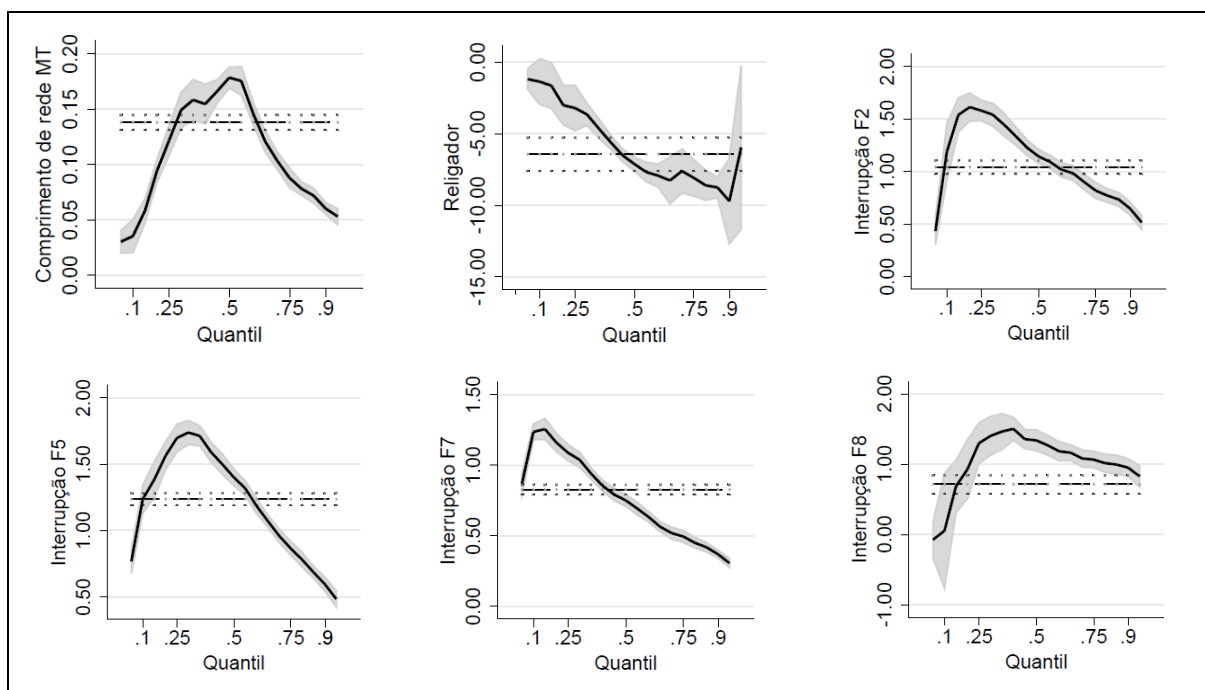


Figura 3.2 – Elasticidade dos Coeficientes do MRQ

Fonte: elaboração própria com resultados da pesquisa.

Em Geral, maiores comprimentos da rede tendem a aumentar a frequência das interrupções (FEC e FIC), aumentando o valor pago em compensações financeiras, sendo reforçado pelo resultado apresentado para os modelos MRQ apresentados nesse artigo, em todos os pontos da distribuição da variável de compensações financeiras. Porém, a relação entre comprimento de rede em MT com o pagamento de compensações financeiras não apresenta coeficientes tão expressivos, quanto à existência de dispositivos religadores nas redes de distribuição.

O último quantil em análise apresenta um coeficiente de elasticidade de -9,7 para a quantidade relativa de religadores e o volume pago em compensações financeiras no

alimentador em questão, ou seja, se aumentar em 1% a quantidade de religadores no alimentador, reduzirá em 9,7% o valor pago em compensações financeiras nos alimentadores, onde mais foram pagas compensações financeiras. A princípio esses valores parecem superestimados, mas a principal razão desse valor está na quantidade desses dispositivos na rede de distribuição da Celg e do elevado custo para sua aquisição. Como pode ser observado na tabela 3.2, se comparado do ano de 2014 a 2016, cada alimentador apresentou em média 0,16 dispositivos religadores automáticos, um número muito baixo para um dispositivo eficiente na redução de interrupções de longa duração da distribuição de energia elétrica.

3.4.2 Propostas de políticas a serem adotadas pela Celg (Enel)

A partir dos resultados apresentados na subseção anterior, é possível determinar duas políticas de investimentos a serem realizadas: uma primeira visando reduzir o valor pago a curto prazo e outra com resultado esperado a longo prazo, evitando pagamento de compensações financeiras no futuro.

Para a questão mais imediata, a redução do valor pago em compensações financeiras, o modelo econométrico indica que uma das medidas que podem ser adotadas é uma política de investimento em *Smart Grid*, ou seja, em religadores. O primeiro passo a ser adotado é a identificação dos alimentadores que mais pagaram compensações às suas UCs, e em seguida, instalar mais dispositivos religadores. A dificuldade apresentada por esta medida é o custo elevado dos dispositivos religadores, que exigem da empresa em um primeiro momento a destinar uma grande quantidade de recursos financeiros para a adoção desta política. Mas o que contrapõe essa questão, é que o coeficiente da elasticidade é negativo e em uma dimensão considerável, de modo que o período de retorno do capital investido tende a ser relativamente curto, comparado com outros investimentos que são realizados no setor de energia elétrica. Porém, é preciso destacar que o uso dos religadores não resolverá todo o problema das compensações financeiras, visto que há indícios de rendimentos decrescentes da elasticidade, como foi mostrado no último quantil do gráfico do coeficiente da elasticidade dos religadores, presente na Figura 3.2.

A segunda medida que a empresa pode adotar é uma política de investimentos com o foco na revisão dos sistemas de distribuição, com um destaque aos alimentadores que pagaram menos compensações financeiras. Ao contrário da política anterior, de instalação de dispositivos religadores, o objetivo desta política não é reduzir de imediato o montante de compensações, mas sim, evitar que os alimentadores, principalmente os que estão mais à direita da distribuição dos dados, tornem problemas no futuro, uma vez que os resultados do MRQ

para os quantis menores apresentaram elasticidade positivas (um aumento da variável independente, resulta um acréscimo da variável dependente) com coeficientes maiores, para o aumento percentual do valor das compensações financeiras. Uma das principais razões para esta política é que possivelmente a alocação dos recursos disponíveis estava ocorrendo de forma racional, concentrando-se nas regiões onde haviam mais problemas, mas que estavam em proporções insuficientes, não ocorrendo uma certificação da confiabilidade dos segmentos do sistema de distribuição não tendo apresentado muito prejuízo a empresa.

3.5 Considerações finais

Assim como nos diversos outros estudos que aplicaram modelos de regressão quantílica, ao analisar os diferentes pontos da distribuição dos valores pagos em compensações financeiras, os resultados apresentados foram bastante interessantes para a melhoria da qualidade da distribuição de energia no estado de Goiás e a saúde financeira da empresa Celg. É importante ressaltar que este trabalho apresentou contribuições para a expansão da fronteira científica da subárea da economia da energia, pois traz um estudo inédito das compensações financeiras provenientes de um processo regulatório que estimula a melhoria da qualidade da prestação do serviço de distribuição de energia elétrica.

O modelo estimado apresenta resultados satisfatórios, porém com grandes limitações em seu grau de explicação, que se deu principalmente pela dificuldade de inserir informações explicativas, que não estivessem correlacionadas entre si. A aplicação de tecnologias *Smart Grid* (religadores) nas redes de distribuição, apresentou elasticidades bastante elevadas na redução do valor pago em compensações financeiras, sendo mais eficiente nos quantis onde se pagou os maiores valores em compensações financeiras, o que se remete ao fato do número desses dispositivos ainda serem muito baixos nas redes de distribuição. Em um primeiro momento, esses coeficientes de elasticidade dos religadores parecem bastante exagerados, porém vale notar que esses dispositivos são de custos bastante elevados, de modo, que a sua viabilidade só é possível no caso de reduções nos valores a serem pagos em compensações financeiras, em uma proporção compatível ao valor do investimento. Desta forma, identificar os alimentadores com os maiores gastos em compensações às UCs é tão importante, quanto a instalação dos dispositivos religadores.

Outro resultado relevante é que indica uma possível causa para a redução das elasticidades das variáveis explicativas de causas das interrupções nos MRQ, é que a medida que se estima o modelo para um quantil maior, os coeficientes diminuem. A partir desses resultados é recomendado a adoção da segunda política de investimentos, que consiste na

revisão da condição física dos alimentadores, pois uma vez que alguma parte do sistema não recebe a devida atenção e não possui uma ampla quantidade de dispositivos de proteção, o envelhecimento e a obsolescência dos dispositivos podem gerar futuras fragilidades nos segmentos de redes presentes nos alimentadores, gerando potenciais problemas na continuidade do serviço, por conseguinte compensações financeiras às UCs. Ainda é importante ressaltar, que existem muitos outros fatores não previstos no modelo apresentado, mas que são importantes determinantes das compensações financeiras, de modo que ainda há uma ampla possibilidade de serem desenvolvidos novos trabalhos.

Assim, o presente trabalho atinge o objetivo inicialmente proposto, que foi propor políticas que visa principalmente a melhoria das finanças da empresa, estabelecendo uma política de investimento em instalação de religadores e outra de revisão do estado das redes de distribuição. E ainda deixa a possibilidade de novos estudos, que a partir deste possam investigar ainda mais a questão das compensações financeiras e da qualidade da energia.

Referências

- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa N° 506, de 4 de setembro de 2012. Estabelece as condições de acesso ao sistema de distribuição por meio de conexão a instalação de propriedade de distribuidora e dá outras providências. **Diário Oficial**, Brasília, 19set. 2012. p. 78. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012506.pdf>>. Acesso em: 15 mar. 2018.
- _____. Módulo 1 - Qualidade da Energia Elétrica. **PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional**, Brasília, DF, p. 61, 01 mar. 2016a. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo1_Revisao_9/1b78da82-6503-4965-abc1-a2266eb5f4d7>. Acesso em: 13 mar. 2017.
- _____. Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica. **PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional**, Brasília, DF, p. 73, 16 jun. 2016b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/modulo-8>>. Acesso em: 13 mar. 2017.
- _____. Informações Técnicas. **Compensação pela Transgressão dos Limites de Continuidade**, Brasília, DF, 2018. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/indicadores-de-compensacao-de-continuidade>>. Acesso em: 20 mar. 2018.
- _____. Ranking da Continuidade. **Qualidade na Distribuição**, Brasília, DF, jan. 2016c. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/ranking-da-continuidade>>. Acesso em: jan. 2018.
- 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.
- CHATTERTON, B. G. Network realibity measurement, reporting, benchmarking and alignment with international pratices. **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.

GLOBO. Celg passa a se chamar Enel Distribuição Goiás e promete reduzir quedas de energia em 40% até 2020. **G1 Goiás**. Mar. 2018. Disponível em <<https://g1.globo.com/go/goias/noticia/celg-passa-a-se-chamar-enel-distribuicao-goias-e-promete-reduzir-quedas-de-energia-em-40-ate-2020.ghml>>. Acesso em: 05 abr. 2018.

HAMMOUDEH, S.; NGUYEN, D. K.; SOUSA, R. M. Energy prices and CO₂ emission allowance prices: A quantile regression approach. **Energy Policy**, v. 70, p. 201-206, 2014.

HAO, L.; NAIMAN, D.Q. **Quantile Regression**. SAGE Publications, 2007. 126 p.

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**. p. 28-30, 2015.

SILVA, R. S. **Demanda de Energia Elétrica Residencial no Brasil Segundo os Quantis de Consumo**. Dissertação (Mestrado em Economia) – Programa de Pós-Graduação em Economia Aplicada – UFV, Viçosa, 2013. Disponível em: <<http://www.locus.ufv.br/bitstream/handle/123456789/71/texto%20completo.pdf?sequence=1&isAllowed=y>>. Acesso em: 30 out. 2017.

KAZA, N. Understanding the spectrum of residential energy consumption: A quantile regression approach. **Energy Policy**, v. 38, p. 6574-6585, nov. 2010.

KOENKER, R.; BASSET, G. Regression Quantiles. **Econométrica**, v. 46, n. 1, p. 33 – 50, jan. 1978.

KOENKER, R.; HALLOCK, K. F. Quantile Regression. **The Journal of Economic Perspectives**, Autumn, v. 14, n. 4, p. 143-156, 2001.

MARQUES, A. C.; FUINHAS, J. A. Do energy efficiency measures promote the use of renewable sources? **Environmental Science & Policy**, v. 14, p. 471-481, jun. 2011.

MARQUES, A. C.; FUINHAS, J. A.; MANSO, J. P. A Quantile Approach to Identify Factors Promoting Renewable Energy in European Countries. **Environmental and Resource Economics**, v. 49, p. 351-366, jul. 2011.

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, ago. 2015.

MBUGUA, L.; MWITA, P.; MWALILI, S. Application of Nonparametric Methods in Studying Energy Consumption. **Rwanda Journal**, Rwanda, v. 23, s. C, p. 7-20, 2011.

MEHL, E. L. M. **Qualidade da Energia Elétrica**, 2012. Acesso em: <<http://www.eletrica.ufpr.br/mehl/downloads/qualidade-energia.pdf>>. Acesso em: 13 mar. 2017.

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. **Anais...** Proceedings. 8th International Conference On. IEEE, 1998. p. 24-29.

MILOCA, S. A.; P. D. CONEJO. Multicolinearidade em modelos de regressão. **Anais...** XXII Semana Acadêmica de Matemática do Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas da Universidade Estadual do Oeste do Paraná, 2008. Disponível em: <<https://www.estadistica.br/~yambar/MI404-Metodos%20Estatisticos/Aula%208-9%20Regress%20E3o%20mult%20dim/inete%20adicional%20-%20multicolinearidade%20em%20modelos%20de%20regressao.pdf>>. Acesso em: 15 fev. 2018.

MOREIRA, R. F. C. **Previsão Probabilística dos Preços de Energia Elétrica do Mercado Ibérico de Eletricidade**. Tese (Mestrado em Modelação, Análise de Dados e Sistemas de Apoio à Decisão) – Faculdade de Economia Universidade do Porto – FEP, Porto, 2015. Disponível em: <<https://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/80800/2/36808.pdf>>. Acesso em: 15 nov. 2017.

ROJAS, L.; GARCIA, R.; ROA, L. Optimal capacitor location for radial systems using genetic algorithms. In: Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2006. **Anais...** TDC'06. IEEE/PES. IEEE, 2006. p. 1-4.

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.

ZHANG, Y.; PENG, H.; LIU, Z.; TAN, W. Direct energy rebound effect for road passenger transport in China: A dynamic panel quantile regression approach. **Energy Policy**, v. 87, p. 303-313, 2015.

4. ANÁLISE DA ASSOCIAÇÃO ESPACIAL DAS COMPENSAÇÕES FINANCEIRAS DA DISTRIBUIÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA DA CELGtg

Na atualidade a questão da qualidade da energia é de extrema relevância para a eficiência dos equipamentos do setor produtivo e domésticos. A partir disso, no Brasil, são monitoradas as interrupções de energia por meio dos indicadores de continuidade de duração e da frequência das interrupções de longa duração da energia elétrica, respectivamente o DEC e o FEC. Nos últimos anos, a concessionária Celg apresentou indicadores de continuidade muito inferiores aos padrões recomendados, o que resultou o pagamento de milhões de reais em compensações financeiras aos seus consumidores de energia elétrica. Assim o presente artigo tem por objetivo analisar os arranjos espaciais do valor pago em compensações financeiras por transgressão do limite dos indicadores de continuidade da distribuição de energia elétrica na área de concessão da Celg, de forma inédita para a região e todo o âmbito científico relacionado aos indicadores DEC e FEC. O procedimento adotado consiste na aplicação dos testes robustos de autocorrelação e na identificação dos padrões espaciais atípicos dos dados. Os resultados apontam que há uma grande concentração no valor pago em alguns conjuntos de unidades consumidoras de energia elétrica, e que existem padrões de associação espacial bem definidos, como os clusters presentes nas microrregiões goianas do Sudoeste, Nordeste e no entorno do Distrito Federal.

Palavras-chave: AEDE; Compensações Financeiras; Autocorrelação Espacial; Investimento.

4.1 Introdução

Ao buscar garantir a qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL estabeleceu no Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Nacional - PRODIST²¹ os indicadores de continuidade do serviço de distribuição²², que tem por objetivo fornecer parâmetros relativos às interrupções do fornecimento de energia para as Unidades Consumidoras - UC. Este documento serve tanto

²¹ De acordo com a ANEEL (2016c), o PRODIST consiste em um conjunto de documentos elaborados pela ANEEL, que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas à atividade de distribuição de energia.

²² Segundo a ANEEL (2015), os indicadores de qualidade da energia elétrica são mecanismos para avaliar o fornecimento de energia elétrica. Para a questão da continuidade são estabelecidos principalmente os indicadores coletivos e os individuais, que são:

- Os coletivos – destinados apenas a gerar estatísticas de referência de qualidade à ANEEL:
 - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC.
 - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC.
- Os individuais – destinado principalmente ao cálculo das compensações financeiras por unidade consumidora.
 - Duração de Interrupção Individual por Unidade consumidora ou por Ponto de Conexão – DIC.
 - Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou ponto de Conexão – FIC.
 - Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão – DMIC

para motivar as empresas a realizar investimentos que promovam a eficiência na prestação de serviços, como também é uma métrica para o cálculo das compensações financeiras aos consumidores por uma prestação de serviço de distribuição incompatível com os padrões estabelecidos no processo regulatório.

Com base nestes parâmetros, nos anos de 2014 a 2016, a Celg pagou cerca de 220 milhões de reais em compensações financeiras por violação do limite superior dos indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica, o que representa uma quantidade de aproximadamente 37 milhões de pagamentos às suas Unidades Consumidoras e mais de 200 milhões interrupções (ANEEL, 2017a). Esse montante de pagamentos representa um volume muito expressivo de recursos financeiros, cerca de R\$ 220 milhões, dispendidos pela empresa. Segundo a ANEEL (2017b), nos os anos de 2014 a 2016 a receita bruta da Celg, descontada apenas dos impostos que é arrecadado junto as tarifas, foi de R\$ 12 bilhões. Assim, o valor pago em compensações financeiras corresponde a cerca de 2% de todo o faturamento no período. Agravando ainda mais o problema, o montante pago é deduzido do valor destinado ao pagamento de dividendos aos acionistas, tornando o quesito da qualidade da energia extremamente delicada na relação entre empresa e investidores. Ou seja, o valor pago em termos de compensações é deduzido do lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização, EBITDA, da empresa.

Desta forma, fica confirmada a importância de se investigar as características destes pagamentos. Para o presente estudo, o interesse principal é verificar como o mesmo se distribui regionalmente na área de concessão da empresa. Com isso, se espera ser capaz de identificar padrões e regiões mais problemáticas quanto a continuidade do serviço de distribuição.

As empresas do setor de energia elétrica possuem um mapeamento georreferenciado de todas as unidades consumidoras da sua área de concessão. As UCs podem ser organizadas espacialmente por meio de conjuntos elétricos (a Celg possui 148 conjuntos), que são agrupamentos de unidades consumidoras, os quais foram aprovados pela ANEEL, sendo definidos por terem proximidades espaciais e características similares. A principal característica dos conjuntos é que eles são regiões também geograficamente referenciadas, de modo, que são mantidas as relações de fronteiras entre os conjuntos. Assim, é possível realizar uma Análise Exploratória de Dados Espaciais (AEDE), com a possibilidade de estudar a dinâmica espacial das compensações financeiras em relação ao total de compensação no estado, ou dividido pelo nível de tensão da energia²³ em que as UC são atendidas.

²³ De acordo com a ANEEL (2016b), no módulo 1 do PRODIST vigente desde 01/03/ 2016 os níveis de tensão da energia elétrica são divididos em três níveis:

Análises como a realizada nesse trabalho são bastante difundidas na literatura econômica. Porém, o desafio de um estudo como o aqui proposto está no acesso aos dados. Estes microdados devem conter informações confiáveis e com delimitações espaciais bem definidas. Dessa maneira, estão mais presentes na literatura as análises que envolveram dados municipais, estaduais, de países e outras divisões territoriais oficiais, abordando questões como o desenvolvimento socioeconômico, a agropecuária, a disponibilidade de crédito, o meio ambiente e outros temas.

No campo de estudo da Economia da Energia, a principal barreira à essas análises é o caráter sigiloso dos dados, no qual mesmo os de acesso público, tendem a não possuir sua interface espacial, tornando estudos como esses, relevantes para a fronteira do conhecimento científico. Apesar das limitações que tradicionalmente estão presentes nos estudos que utilizam a econometria espacial, o presente trabalho não apresentou limitações desta natureza pois está inserido no contexto do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento – P&D número 6072 de abril de 2016 da Celg, que consiste em uma parceria entre a empresa e a universidade. Visando analisar o pagamento das compensações financeiras pela Celg, foi fornecido todos os dados necessários para as análises. As informações fornecidas consistem em um *BigData* com todas as informações de interrupções do fornecimento de energia elétrica na área de concessão Celg (mais de 98% do território do estado de Goiás), divididos individualmente pela sua respectiva causa, juntamente a mais de 200 milhões de observações de interrupções de energia elétrica, além dos dados físicos das redes de distribuição de energia, como o comprimento dos segmentos, os dispositivos presentes nessas redes, a quantidade de unidades consumidoras a eles associadas aos conjuntos de unidades consumidoras e alguns dados climáticos, para o triênio 2014 a 2016.

Para a realização da análise tem-se como hipótese, que existem relações e padrões de dependência espacial dos conjuntos de Unidades Consumidoras nos valores pagos na forma de compensações financeiras, ou seja, o valor pago em uma região tende a afetar o valor pago nas regiões vizinhas. O trabalho tem por objetivo geral analisar os padrões espaciais presentes nos 148 conjuntos de unidades consumidoras atendidas pela Celg, em específico: identificar os fatores que tem relação espacial com as compensações financeiras, medir a dependência espacial e detectar os possíveis arranjos espaciais (*clusters*).

-
- Baixa tensão de distribuição – BT: Tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV.
 - Média tensão de distribuição – MT: Tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e inferior a 69 kV.
 - Alta tensão de distribuição – AT: Tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou superior a 69 kV e inferior a 230 kV, ou instalações em tensão igual ou superior a 230 kV quando especificamente definidas pela ANEEL.

Esse artigo se estrutura do seguinte modo: inicia-se com essa introdução, seguido por uma seção que apresentar uma revisão de literatura relacionada ao uso da econometria espacial no setor de energia elétrica. Uma terceira, com as definições metodológicas das técnicas utilizadas, seguida pelos resultados e, por último, a conclusão.

4.2 O Uso da estatística espacial na Economia da Energia

A presença da econometria espacial atualmente limita-se apenas a estudos de nível de pós-graduação, a produção científica possui um caráter de extrema relevância, sendo método de análise para diversas áreas de estudo como as questões: socioeconômicas, da saúde pública, do agronegócio, do meio ambiente e do desenvolvimento/crescimento econômico. Porém no âmbito do estudo da economia da energia, a análise econométrica espacial limita-se na natureza sigilosa da maioria dos dados, restringindo uma ampla abordagem do método neste setor. Alguns dos poucos trabalhos que utilizaram a econometria espacial em suas análises de questões da economia da energia foram: Perobelli e Oliveira (2013), Balta-Ozkan *et al.* (2014), Liu *et al.* (2015) e Hao e Peng (2016).

Perobelli e Oliveira (2013) elaboraram um indicador do potencial de desenvolvimento para estados brasileiros, e após isso aplica o método LISA no estudo deste indicador, destacando que existe uma disparidade entre a realidade da região e das regiões Sul e Sudeste. Balta-Ozkan *et al.* (2014) apresentam que para o caso do Reino Unido, a demanda por eletricidade, a densidade populacional, os níveis de poluição, os níveis de educação e habitação das famílias determinam espacialmente a implantação de painéis fotovoltaicos. Liu *et al.* (2015) utilizam um modelo econométrico espacial para analisar o impacto da urbanização no consumo de energia na China, observando que existe uma relação inversa entre urbanização e consumo de energia, mas há efeito transbordamento do aumento de consumo entre as províncias. Hao e Peng (2016) utilizam dados em painel para estudar por meio da econometria espacial a convergência do consumo per capita de energia na China, destacando que a indústria, o PIB e dependência espacial regional afetam o consumo de energia.

Os quatro trabalhos apresentados realizaram análises econométricas espaciais. Porém apenas o realizado por Perobelli e Oliveira (2013) se aproxima dos objetivos propostos para este artigo, que é a aplicação de uma Análise Exploratória de Dados Espaciais – AEDE. Os outros trabalhos utilizam os seguintes métodos da econometria espacial: Balta-Ozkan *et al.* (2014) em sua análise aplica os modelos SDM, SAR, SEM e GS-2LS; Liu *et al.* (2015) utilizam um modelo Durbin Espacial para dados em Painéis e Hao e Peng (2016) aplicam um modelo espacial de painéis dinâmicos em sua pesquisa.

É importante destacar que não existem muitos trabalhos, que utilizam a economia da energia, realizados no âmbito da economia da energia, pois há uma restrição de disponibilidade de informações com a característica técnica destes estudos. De acordo Balta-Ozkan *et al.* (2014) o seu estudo apenas foi possível, pois um pouco antes a realização de sua pesquisa, por razão de outro estudo fora disponibilizado as informações necessárias com características específicas, serem georreferenciadas. Estes grupos trabalhos fazem parte de um conjunto restrito com poucos artigos que podem ser encontrados nos principais periódicos ligados a economia da energia. Assim, para o caso específico do pagamento de compensações financeiras e da qualidade da energia, não existem estudos que utilizaram as ferramentas da econometria espacial, o que torna este presente estudo ainda mais relevante para a expansão da fronteira do conhecimento.

4.3 Metodologia

No estado de Goiás são mais de 2,8 milhões de Unidades Consumidoras atendidas pela empresa Celg, sendo a maioria ligadas às redes de transmissão e distribuição que compõem o SIN – Sistema Interligado Nacional²⁴. Um sistema que interliga grande parte do sistema elétrico brasileiro e garante segurança de fornecimento de energia no país, por dinamizar a relação entre a geração (ofertantes) e os consumidores. De modo que, dentro deste sistema não há a obrigatoriedade de a energia vir de um ponto específico, pois por meio de compensações técnicas, um ponto específico do sistema de distribuição pode passar a receber energia e outras fontes geradoras. Fundamentado na integração espacial das redes de distribuição de energia elétrica, e é importante destacar que uma região tende a impactar nas suas regiões vizinhas, necessitando considerar na análise as propriedades espaciais dos dados. A análise utilizada ocorre de modo similar à econometria clássica, e é essencial conhecer as características estatísticas dos dados, caso o objetivo da análise posteriormente seja a aplicação de um modelo econométrico eficiente. Assim, na econometria espacial aplica-se a AEDE.

A AEDE é a coleção de técnicas para descrever e visualizar distribuições espaciais, identificar localidades atípicas (*outliers* espaciais), descobrir padrões de associação espacial (*clusters* espaciais) e sugerir diferentes regimes espaciais e outras formas de instabilidade espacial (Anselin, 1999, p. 258). O objetivo primordial é deixar os dados espaciais falarem por si próprios. Assim, fazer uma AEDE precede uma apropriada modelagem econométrico-espacial (ALMEIDA, 2012, p. 102).

O primeiro passo metodológico em análises econométricas espaciais consiste em conhecer os efeitos espaciais, que os dados poderão apresentar. Seguido por uma definição de

²⁴ Segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS (2017), o Sistema Integrado Nacional consiste em uma interconexão dos sistemas elétricos, por meio da malha de transmissão, propiciando uma transferência de energia entre subsistemas, o que permite se obter eficiência.

uma Matriz de Ponderação Espacial, que consiste na formalização da estrutura de vizinhança dos dados.

Existem dois tipos de efeitos espaciais: a dependência espacial e heterogeneidade. A dependência espacial é gerada por meio das interações dos agentes no espaço, devido a Lei de Tobler²⁵, que evidencia a importância de uma região em relação a outra, sendo o principal meio de análise da dependência espacial, o estudo da autocorrelação espacial. A heterogeneidade por sua vez, consiste no fato de muitas regiões apresentarem características de instabilidades estruturais entre si, o que pode levar a obtenção de diferentes respostas, dependendo da localidade ou da escala espacial, na forma de coeficientes variáveis ou regimes espaciais. Uma das principais causas disso é o fato da variância não ser constante, o que viola a hipótese da homocedasticidade e leva às estimativas ineficientes (ALMEIDA, 2012).

As subseções a seguir, apresentarão as ferramentas de análise da AEDE, iniciando pela Matriz de Ponderação Espacial e seguida por análises de autocorrelação.

4.3.1 Matriz de Ponderação Espacial

A matriz de ponderação (W) é idealizada na primeira lei da geografia, considerando que quanto mais próximo for uma região da outra, maiores serão as influências mútuas. Porém, essa relação não se restringe apenas à distância geográfica ou a contiguidade, podendo ser representada por fatores como a similaridade cultural e socioeconômica. Por razões de maior facilidade de formalização e aplicação, as matrizes de ponderação de maior uso são as fundamentadas na relação de vizinhança entre as regiões, a contiguidade, ou seja, se há fronteira física entre elas.

Segundo Almeida (2012), uma das questões de mais relevância na ponderação espacial é a contiguidade, pois espera-se que quanto maior a proximidade de duas regiões haverá uma relação diretamente proporcional com o seu grau de interação. E, de acordo com Anselin (1988), as primeiras mensurações de matrizes de contiguidade são relacionadas à noção de contiguidade binária entre as unidades espaciais, ou seja, a estrutura subjacente de vizinhança é expressa pelos valores “0” (não contígua) e “1” (contígua). Formalmente expresso como:

$$W_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{se } i \text{ e } j \text{ são contíguos} \\ 0 & \text{se } i \text{ e } j \text{ não são contíguos} \end{cases} \quad (4.1)$$

Para Anselin (1988), a eficiência de uma Matriz de Ponderação Espacial está relacionada com a existência de um mapa, com regiões de fronteira bem delimitadas. E de

²⁵ A lei de Tobler é definida como:

“(...) tudo depende de todo o restante, porém o que está mais próximo depende mais do que aquilo que está mais distante” (ALMEIDA, 2012, p. 21).

acordo com Almeida (2012), a contiguidade tem a sua formalização de forma arbitrária, seguindo a lógica dos movimentos das peças no tabuleiro de xadrez, assim como apresentado na Figura 4.1 a seguir.

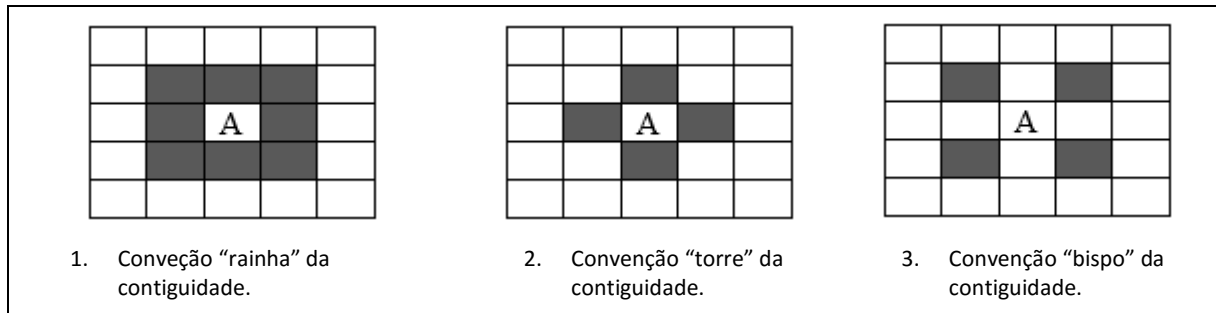


Figura 4.1 - Convenções da matriz de pesos.

Fonte: Almeida (2012).

A matriz de ponderação "rainha" é a mais utilizada, pois abrange todas as regiões mais próximas das regiões de interesse e será a utilizada neste trabalho. Com a definição da matriz de ponderação e anteriormente dos efeitos espaciais, a próxima subseção abordará autocorrelação espacial.

4.3.2 Autocorrelação Espacial

A autocorrelação espacial segue a mesma lógica da autocorrelação serial, mas, ao invés de apresentar um grau de associação da variável em relação aos seus valores no passado, significa o grau de associação do valor de uma variável de interesse na região i em relação ao seu nível nas j 'as regiões vizinhas.

As medidas de autocorrelação, estão relacionadas com a primeira informação a ser obtida na realização de uma AEDE, que consiste no teste de hipótese da distribuição aleatória dos dados espaciais, ou seja, se a informação de uma região depende das informações das outras regiões. Assim, para se obter a estatística de autocorrelação espacial, são necessárias as presenças de três elementos: uma medida de autocovariância, outra da variância dos dados e uma matriz de ponderação espacial (W) (ALMEIDA, 2012).

As medidas utilizadas para a Autocorrelação Espacial Global Univariada são a Estatística I de Moran e o Diagrama de Dispersão de Moran; enquanto como medida para a Autocorrelação Espacial Local Univariada utiliza o *Local Indicator of Spatial Association* – LISA.

4.3.2.1 Autocorrelação Espacial Global

A primeira etapa de uma AEDE consiste no teste da hipótese da aleatoriedade, ou seja, se uma região depende ou não de outra. Para o teste dessa hipótese existe um conjunto de estatísticas presentes na literatura, que analisam a questão da autocorrelação espacial, sendo a

I de Moran uma destas estatísticas. Essa estatística indica o grau de associação linear de dois vetores, e a média ponderada dos valores de vizinhança, ou as defasagens espaciais (Wz_t), sendo utilizada essa estatística para a mensuração da Autocorrelação Espacial Global (LE GALLO & ERTUR, 2002; PEROBELLI *et al.*, 2006; PINHEIRO, 2007; ROMÃO, 2008; ALMEIDA, 2012; CAPUCHO & PARRÉ, 2012).

Segundo Almeida (2012), o coeficiente de autocorrelação espacial, que usa a medida de autocovariância na forma de produto cruzado, conhecida com I de Moran, é expressa algebricamente como:

$$I = \frac{n}{S_0} \frac{\sum_i \sum_j w_{ij} z_i z_j}{\sum_{i=1}^n z_i^2} \quad (4.2)$$

Matricialmente definido como:

$$I = \frac{n}{S_0} \frac{z' W z}{z' z} \quad (4.3)$$

Em que, n é o número de regiões, z são os valores da variável de interesse padronizada, W é uma matriz de ponderação espacial, assim como w_{ij} . Wz representa os valores médios da variável de interesse padronizada nos vizinhos definidos de acordo com a matriz de ponderação espacial W , enquanto i e j referem as regiões, S_0 é igual a operação de soma de todos os elementos da matriz de pesos espaciais W , formalizada como: $\sum \sum w_{ij}$.

Formalmente, o teste de hipótese da estatística I de Moran é expresso por:

$$\begin{cases} H_0: I = -\left[\frac{1}{n-1}\right] \text{ Aleatoriedade espacial} \\ H_a: I \neq -\left[\frac{1}{n-1}\right] \text{ Dependência espacial} \end{cases} \quad (4.4)$$

Em palavras, o teste de hipótese da Estatística I de Moran testa se o valor calculado para esta estatística (I) é igual ao seu valor esperado, dado por $-\left[\frac{1}{n-1}\right]$, que consiste no valor da estatística I sem a presença de padrões espaciais nos dados. De acordo com Almeida (2012), a análise não se limita apenas ao tema da dependência espacial, pois a rejeição da hipótese nula em favor da hipótese alternativa promove duas possibilidades: a similaridade em casos de autocorrelação positiva, e a dissimilaridade quando negativa.

A similaridade entre os valores e a localização do atributo estudado indicam que valores altos de uma variável de interesse, tende a estar cercado por regiões vizinhas com valores elevados, ou valores baixos circundados por regiões vizinhas com valores baixos, com a possibilidade de indicar a existência de efeito contágio ou efeito transbordamento. Enquanto a dissimilaridade ocorre quando há a indicação de autocorrelação espacial positiva, que acontece

quando regiões com valores baixos para um atributo são circunvizinhadas por regiões com valores altos, ou o contrário, alto circulado por baixo (ALMEIDA, 2012).

Uma forma alternativa para a análise da autocorrelação espacial global é o diagrama de dispersão de Moran - DDM. Segundo Perobelli *et al.* (2007), o DDM consiste apenas em uma representação do coeficiente de regressão, que também permite analisar a correlação linear entre z e Wz através de duas variáveis²⁶. E de acordo com Almeida (2012) e Pinheiro (2007) esse diagrama é apenas um gráfico da dispersão do conjunto de pontos representando as regiões, com uma reta de regressão linear simples estimada por *Ordinary Least Squares* – OLS ou a correlação linear entre z e Wz , definido como:

$$Wz = \alpha + \beta z + \varepsilon \quad (4.5)$$

Na qual, α é a constante de regressão, β é o coeficiente angular e ε é o termo de erro aleatório.

De modo, que o coeficiente I de Moran pode ser interpretado como o coeficiente angular da reta de regressão (4.5) da defasagem espacial (Wz) contra a variável de interesse (z). Esse coeficiente I de Moran é o mesmo apresentado na equação (4.3), de modo que, se o coeficiente angular da reta de regressão é positivo, a autocorrelação espacial será, por conseguinte positiva, e se o coeficiente é negativo a autocorrelação, também, será negativa (ALMEIDA, 2012).

Uma outra informação que pode ser obtida com o DDM é o quadrante em que se encontra a região no diagrama, que representam os tipos de associação linear: Alto -Alto (AA), Baixo – Baixo (BB), Alto – Baixo (AB) e Baixo – Alto (BA). Em síntese, o quadrante AA e BB, representam regiões que apresentam ou valores altos, ou valores baixos para as variáveis de interesse, enquanto os quadrantes AB e BA representam regiões com valores altos ou baixos circunvizinhadas por regiões com valores com níveis opostos da variável de interesse (ALMEIDA, 2012; PINHEIRO, 2007).

Segundo Gonçalves (2007), a estatística I de Moran é uma medida global e não revela padrões locais de associação espaciais. Com a possibilidade de em muitos casos os resultados gerais ocultarem padrões de associação espacial em regiões específicas, necessitando assim de uma análise da autocorrelação espacial local.

4.3.2.2 Autocorrelação Espacial Local

A segunda etapa da AEDE, consiste em medição da autocorrelação espacial local, utilizando para a análise um método eficiente, o *Local Indicator of Spatial Association* - LISA.

²⁶ Para Almeida (2012), para o caso da análise da autocorrelação espacial uni variada, no eixo vertical do DDM está a defasagem espacial da variável de interesse, e no eixo horizontal o valor da própria variável de interesse.

De acordo com Almeida (2012) e Anselin (1995), um LISA consiste em qualquer estatística que não viole duas propriedades:

- Ser capaz de observar em mapas a existência de *clusters* espaciais, caso esses sejam estatisticamente significantes; e
- Que admita um somatório de todos os indicadores de autocorrelação locais, proporcional ao valor indicador global.

De modo, que a primeira propriedade se utiliza do coeficiente I_i de Moran local²⁷, para uma variável padronizada, formalizada como:

$$I_i = z_i \sum_{j=1}^J w_{ij} Z_j \quad (4.6)$$

Em que, as definições da equação são as mesmas definidas nas equações (4.2) e (4.3). De acordo com Almeida (2012), a primeira propriedade apenas é validada mediante a significância de I_i . Quanto à segunda propriedade, é válida apenas se a seguinte igualdade for respeitada:

$$\sum_i I_i = \sum_i z_i \sum_j w_{ij} Z_j = \sum_i \sum_j w_{ij} z_i Z_j \quad (4.7)$$

Com a substituição de (4.2) em (4.7), tem-se:

$$I = \frac{n}{S_0} \frac{\sum_i \sum_j w_{ij} z_i Z_j}{\sum_{i=1}^n z_i^2} = \frac{\sum_i I_i}{S_0 \sum_i \frac{Z_i^2}{n}} \quad (4.8)$$

Simplificando (4.8), tem-se a soma dos indicadores I de Moran como:

$$\sum_i I_i = S_0 m_2 I = k * I \quad (4.9)$$

No qual, é necessária uma equivalência em $k = S_0 m_2$ e que $m_2 = \sum_i \frac{z_i^2}{n}$. Segundo Almeida (2012), caso ocorra uma normalização em linha da matriz W, tem-se que $S_0 = n$, resultando em $k = \sum_i Z_i^2$.

Para aplicação do LISA, calcula-se um I_i para cada observação e coloca uma informação em sua respectiva região geográfica, identificando os possíveis *clusters* espaciais por meio da significância dessa estatística. Após isso, utiliza-se das informações do diagrama de dispersão de Moran juntamente no mapa, e assim define a existência e o tipo de *clusters* espaciais. E na próxima seção é abordada a questão dos *outliers* espaciais.

²⁷ Segundo Almeida (2012) e Anselin (1995), o coeficiente I_i de Moran local é o cálculo para cada observação de forma individual, de tal modo que a somatória do calculado para todas regiões seja proporcional ao I de Moran da estatística global.

4.4 Dados

O principal destaque científico deste presente artigo é o acesso por meio do projeto de P&D a um *Big Data* relativo às interrupções da distribuição de energia elétrica e o valor pago em compensações financeiras, possibilitando uma análise inédita ao setor de energia e ao tema das compensações pagas por violação dos limites dos indicadores de continuidade. Os dados se referem à todas as compensações financeiras ocorridas nos anos de 2014 e 2016, totalizando 37.657.377 eventos de pagamentos às UCs e um montante total de cerca de 220 milhões de reais.

Para viabilizar análises espaciais, os dados estão agrupados ao nível de seus conjuntos de Unidades Consumidoras de energia elétrica, totalizando 148 conjuntos elétricos. Juntamente com os dados das compensações financeiras foi disponibilizado informações físicas do sistema de distribuição de energia elétrica, como o comprimento das redes de média tensão, a quantidade de dispositivos presente nas redes, como fusíveis, disjuntores, chaves-facas, religadores, transformadores, subestações, entre outros. Assim como, algumas características das UC, quanto à quantidade de UCs presentes em cada conjunto, segregadas pelo nível de tensão.

É importante destacar, que as compensações financeiras, por transgressão dos limites dos indicadores de continuidade de distribuição de energia elétrica, são descontos no valor das faturas de energia elétrica dos consumidores, como consequências de uma prestação de serviço de distribuição de energia em um nível de qualidade inferior ao esperado, com especificações definidas pela ANEEL. Assim, nas Figuras 4.2 a 4.4 estão os mapas de percentil do valor total pago em compensações financeiras, por conjunto nos anos de 2014 a 2016, para todos os níveis de tensão em que as UCs são atendidas pelo serviço de distribuição de energia elétrica.

Como pode ser observado nas duas figuras (referentes a anos diferentes), as compensações tendem a se manter concentradas nas mesmas regiões e, para o caso particular das compensações em UC de alta tensão, a tendência é de resultados pouco representativos, visto que, a quantidade destas UCs é proporcionalmente muito menor do que a dos outros níveis de tensão. Assim, nas análises AEDE da próxima seção, não são apresentados os resultados para as UCs atendidas em alta tensão.

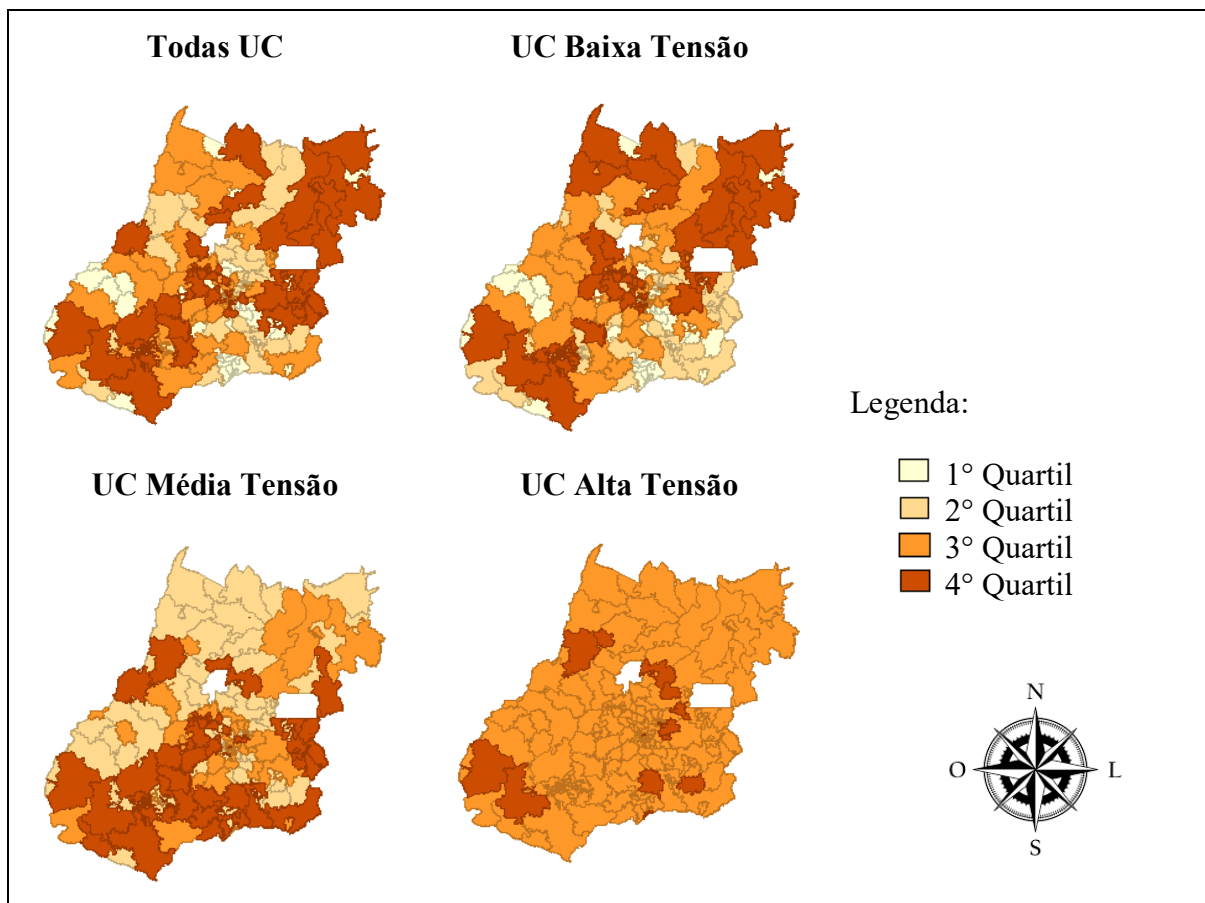


Figura 4.2 – Mapas da distribuição espacial dos valores pagos em compensações financeiras no ano de 2014, por quartil

Fonte: elaboração própria com dados da pesquisa.

Os mapas de quartil apontaram que no ano de 2014 (Figura 4.2), em termo de compensações totais, os conjuntos de Unidades Consumidoras foram os que mais pagaram compensações financeiras, ou seja, o quarto quartil está concentrada na região Sudoeste e Nordeste goiano, juntamente com entorno do Distrito Federal. Padrão relativamente similar, ao apresentado no mapa está restrito a apenas às UCs atendidas ao nível de baixa tensão, com exceção da região do oeste goiano.

Enquanto na Figura 4.3, repete-se o mesmo padrão do que ocorreu em 2014, no ano de 2015, como por exemplo, a concentração de maiores pagamentos de compensações financeiras às UC alimentadas em média tensão, nas regiões Sudoeste, Sul, Oeste e Metropolitana do estado de Goiás. O que coincide com a região onde se concentra diversas agroindústrias e apresenta problemas com a qualidade da energia para as UCs atendidas em todos os níveis de tensão.

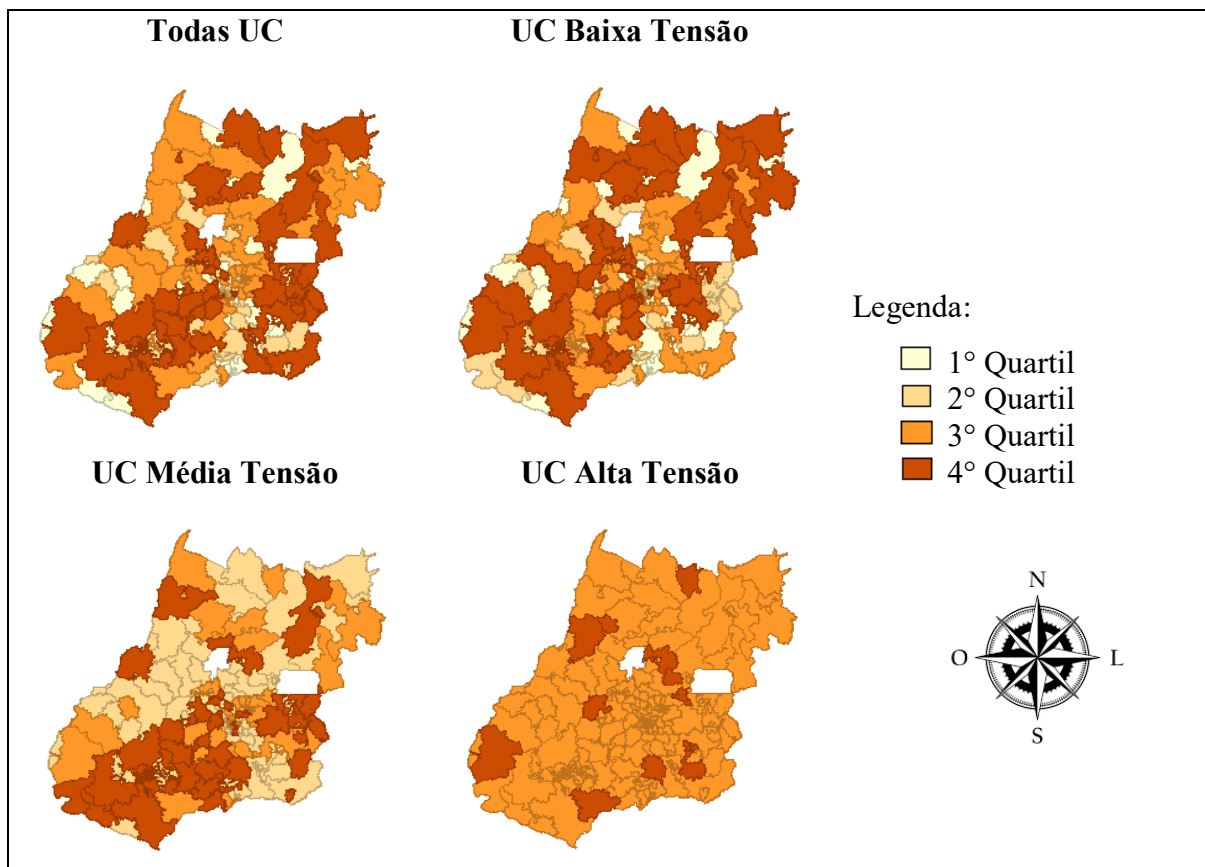


Figura 4.3 – Mapas da distribuição espacial dos valores pagos em compensações financeiras no ano de 2015, por quartil

Fonte: elaboração própria com dados da pesquisa.

Como pode ser observado na Figura 4.4, a concentração espacial dos valores pagos em compensações financeiras é bastante similar ao apresentado nos dois anos anteriores (2014 e 2015). Com uma grande concentração dos 25% conjuntos que apresentaram os maiores valores nas regionais Nordeste, Leste e Sudoeste da Celg no Estado de Goiás, para os valores pagos à UCs atendas em todos os níveis de tensão. E pode-se dizer o mesmo para o ano de 2016, no qual padrão geral da concentração das compensações financeiras por conjuntos de unidades consumidoras se mantém.

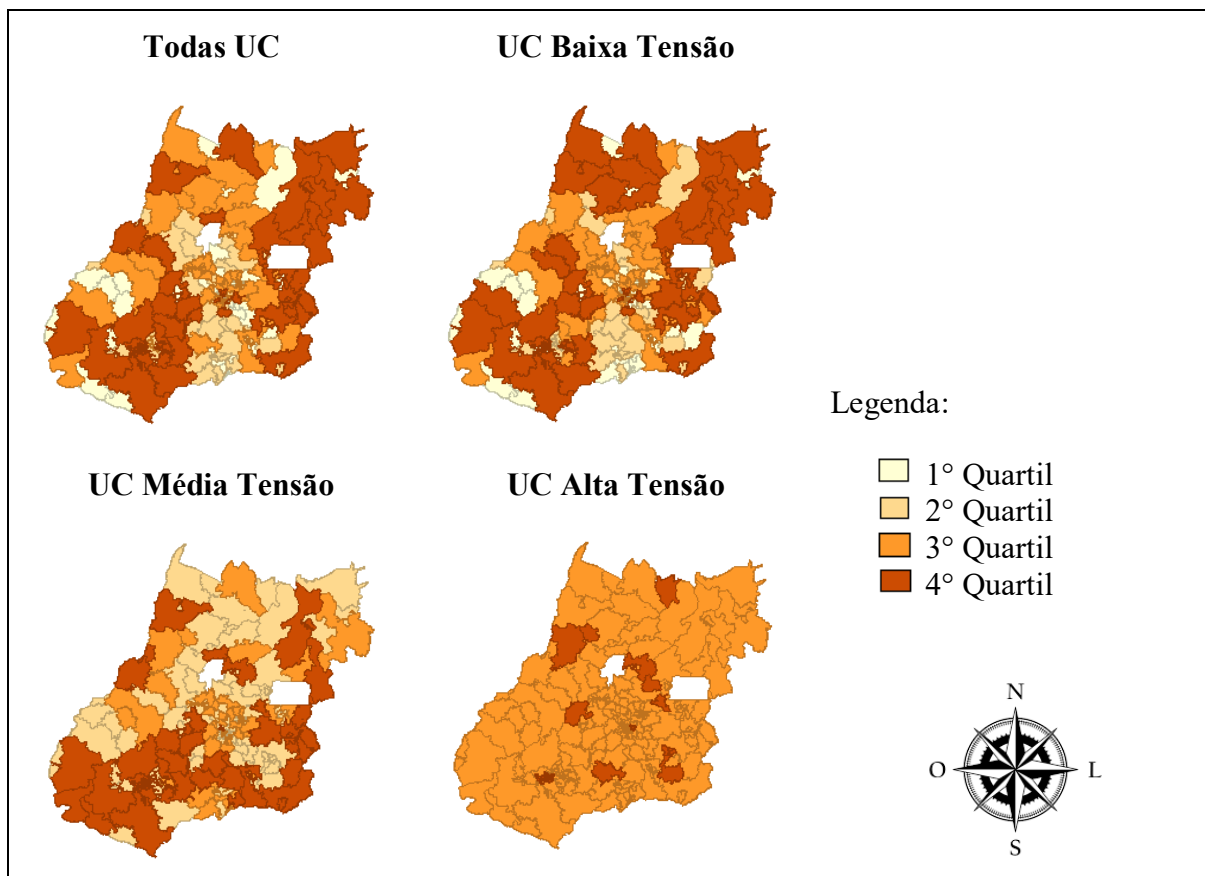


Figura 4.4 – Mapas da distribuição espacial dos valores pagos em compensações financeiras no ano de 2016, por quartil

Fonte: elaboração própria com dados da pesquisa.

Assim como os mapas de quartis apresentados nessa seção, os resultados da AEDE a seguir foram desenvolvidos no software GeoDa, em sua versão 1.10.0.8 de junho de 2017, por meio dos dados e mapas georreferenciados fornecidos pela Celg.

4.5 Resultados

Nesta seção são apresentados os resultados das análises das compensações financeiras pagas pela empresa Celg às suas UCs, por violação do limite dos indicadores DIC, FIC e DMIC²⁸. Primeiramente serão apresentadas as análises da Autocorrelação Espacial Global, por meio do Diagrama de dispersão de Moran, seguida pelos coeficientes da estatística *I* de Moran. Ambos métodos que consistem em etapas iniciais de uma AEDE.

Posteriormente a essa etapa inicial, são apresentadas as análises da Autocorrelação Espacial Local, por meio das ferramentas do LISA. Só analisam os possíveis arranjos espaciais, não podem ser observados a partir das análises da Autocorrelação Espacial Global.

²⁸ Segundo ANEEL (2016c) os indicadores de continuidade individuais não ocorrido em dias críticos são:

- DIC – Duração de Interrupção por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão.
- FIC – Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão.
- DMIC – Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão.

4.5.1 Autocorrelação Espacial global

Como foi apresentado anteriormente, um dos meios de se analisar a autocorrelação espacial global é por meio do DDM. São apresentadas a priori, apenas ao contexto uni- variado e, posteriormente, ao bivariado nas próximas subseções.

Nas Figuras 4.5, 4.6 e 4.7 a seguir, são apresentados o DDM para todos os três níveis de análise (todas UC, UC atendidas em baixa e média tensão) para os anos de 2014 a 2016. De modo, que a partir dos diagramas de dispersão é possível identificar se há uma concentração de informações no 1º e 3º quadrantes dos diagramas para as observações dos valores pagos em compensações financeiras.

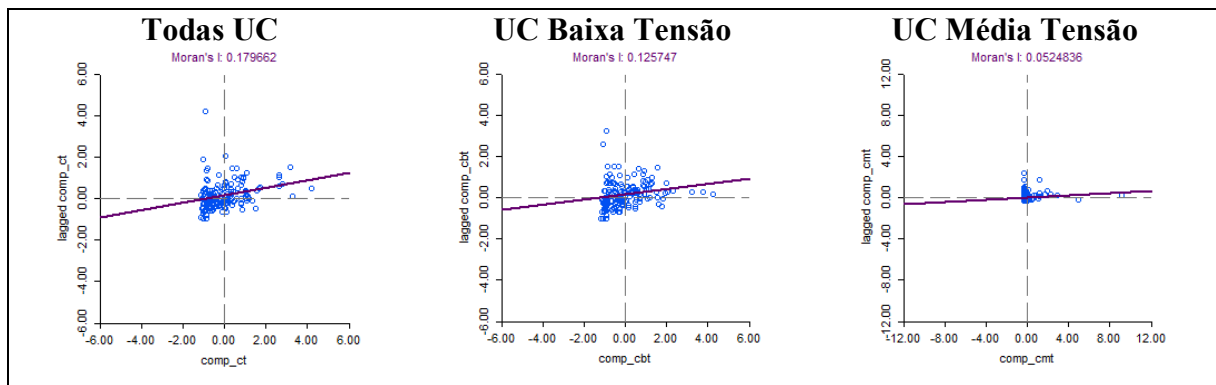


Figura 4.5 – Diagramas de Dispersão de Moran para o valor pago em compensações financeiras no ano de 2014, por nível de tensão

Fonte: elaboração própria com dados da pesquisa.

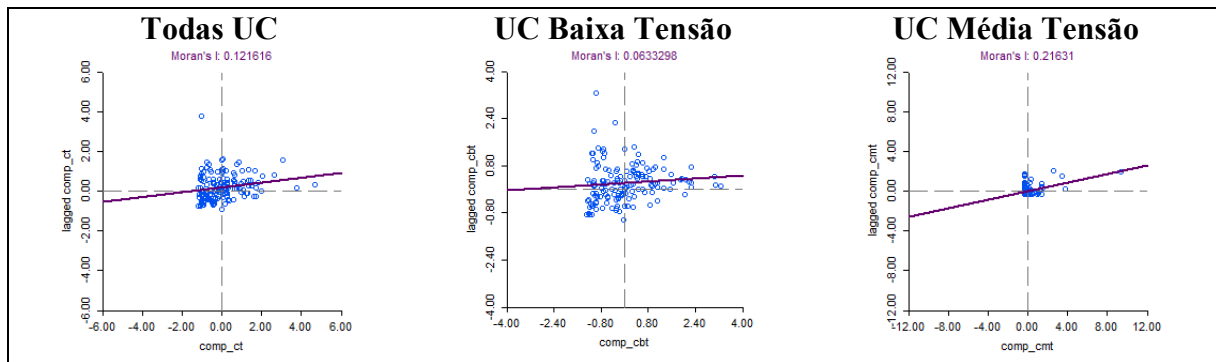


Figura 4.6 – Diagramas de Dispersão de Moran para o valor pago em compensações financeiras no ano de 2015, por nível de tensão

Fonte: elaboração própria com dados da pesquisa.

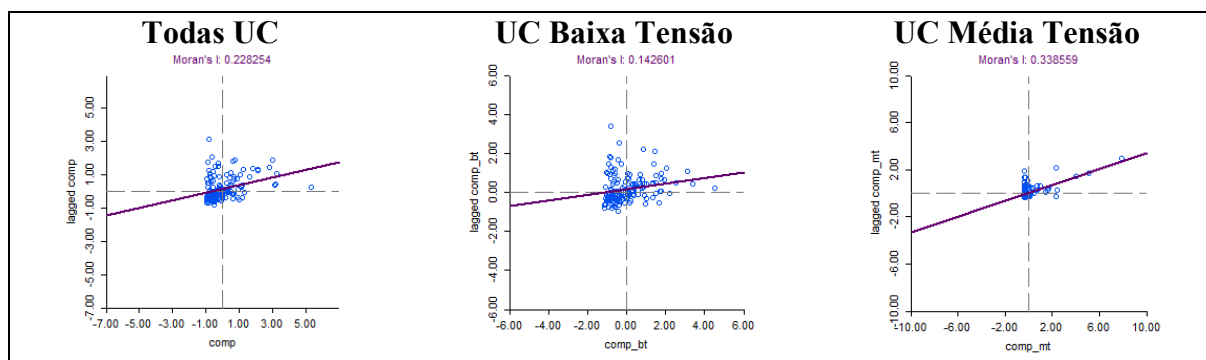


Figura 4.7 – Diagramas de Dispersão de Moran para o valor pago em compensações financeiras no ano de 2016, por nível de tensão

Fonte: elaboração própria com dados da pesquisa.

Também é possível observar por meio da dinâmica dos dados, que não há indicativos de graus de dependência espacial muito elevadas, ocorrendo uma ligeira redução na dependência do ano 2014 ao de 2015, mas que é retomada em 2016. E em 2015 na Figura 4.6, o DDM para as UCs em média tensão, ocorre uma redução da dependência espacial, indicando uma mudança no padrão de distribuição das observações. Quanto aos coeficientes de I de Moran, que estão apresentados na tabela 4.1, (realizando teste de hipótese do valor calculado ser igual - aleatoriedade espacial ou diferente - dependência espacial ao esperado de -0,0068) é possível observar que tanto em 2014, quanto em 2015 e 2016 há indícios de dependência espacial, a 1% de significância, para todas as UCs.

Tabela 4.1 – Coeficiente I de Moran univariado das compensações financeiras pagas por violação dos limites dos indicadores de continuidade nos anos de 2014, 2015 e 2016, por nível de tensão

Variáveis	I	Probabilidade
Ano de 2014		
Compensações UC em todos os níveis de tensão	0,1797	0,0100
Compensações UC em baixa tensão	0,1257	0,0100
Compensações UC em média tensão	0,0525	0,0800
Ano de 2015		
Compensações UC em todos os níveis de tensão	0,1216	0,0100
Compensações UC em baixa tensão	0,0633	0,0800
Compensações UC em média tensão	0,2162	0,0020
Ano de 2016		
Compensações UC em todos os níveis de tensão	0,2283	0,0010
Compensações UC em baixa tensão	0,1426	0,0030
Compensações UC em média tensão	0,3386	0,0010

Fonte: elaboração própria

Nota: a pseudo-significância empírica é baseada em 999 permutações aleatórias.

Nota: a convenção de matriz de peso utilizada foi a rainha.

É possível observar que para as unidades consumidoras sem distinguir o nível de tensão que é atendida e apenas as de baixa tensão de energia, há uma redução no coeficiente da estatística I de Moran, que significa um menor grau de dependência espacial. É importante notar

que todas as 6 (seis) estatísticas (de 2014 e 2015) são positivas, assim há evidências de autocorrelação espacial positiva, ou seja, similaridade (tende a apresentar *clusters* Alto-alto ou Baixo-baixo).

As únicas exceções de significância dos coeficientes da estatística I de Moran foram em 2014 para as UCs em média tensão e em 2015 para as UCs em baixa tensão, que apenas foram aceites pelo teste de hipótese ao nível de 10%. Assim, para investigar de forma detalhada as estatísticas globais que foram apresentados, na seção a seguir são apresentadas as análises locais obtidas por meio das estatísticas LISA.

4.5.2 Autocorrelação Espacial Local

Nesta subseção são apresentadas as estatísticas LISA, seguindo a seguinte ordem: apresentação dos mapas de significância LISA (que representa a significância de cada estatística I_i de Moran local), seguida pelo mapa com os *cluster's* espaciais definidos na etapa anterior, com o diagrama de dispersão de Moran. De modo, que em ambos os mapas os resultados foram obtidos a partir de 999 permutações aleatórias.

As apresentações dos resultados foram divididas em duas partes, uma primeira univariada e uma segunda bivariada, que será apresentada apenas para o ano de 2015 para as compensações financeiras pagas a todas as UC e será incluso nas partes iniciais a estatística I de Moran bivariada.

4.5.2.1 Autocorrelação Espacial Local Univariada

O primeiro conjunto de mapas (Figura 4.8) apresentado nesta etapa é o mapa de significância LISA para as compensações financeiras no ano de 2014, aos níveis de significância de 0,1%, 1% e 5%. Os resultados apontaram que quando analisado todas as compensações financeiras, há *clusters* espaciais mais definidos e em uma maior extensão territorial. Com uma concentração da dependência espacial nas regionais Celg do Sudoeste, parte do Oeste, no Nordeste, Leste e no Sul de Goiás. Quando são abordadas apenas as compensações pagas a UCs alimentadas em baixa tensão ou média tensão, segue um comportamento similar ao mapa para todas UCs para a primeira e quanto à segunda, apresenta um padrão muito diferente, com *clusters* pequenos.

A Figura 4.9 apresenta os *clusters* espaciais univariados das compensações financeiras, isto é, regiões onde os valores das compensações dependem do valor das mesmas compensações nas regiões vizinhas. São possíveis identificar *clusters* Alto-Alto na região do Sudoeste e parte do Oeste Goiano, no Nordeste e no Leste (entorno do Distrito Federal) Goiano. Na região Sudoeste e uma pequena porção da Oeste concentra-se boa parte da atividade agrícola do

estado, além de grandes agroindústrias, enquanto o entorno do DF é tido como uma região com um histórico de baixo investimento econômico e disparidade de infraestrutura com o DF, enquanto a região Nordeste possui características socioeconômicas muito próximas ao do estado da Bahia (que faz fronteira com estas regiões). De acordo com o IBGE (2017), o Índice de Desenvolvimento - IDH do estado da Bahia foi de 0,66 (IDH Médio) em 2010, enquanto Goiás possuía um IDH de 0,735 (IDH elevado), mostrando uma disparidade socioeconômica muito grande entre o valor médio apresentado pelos dois estados.

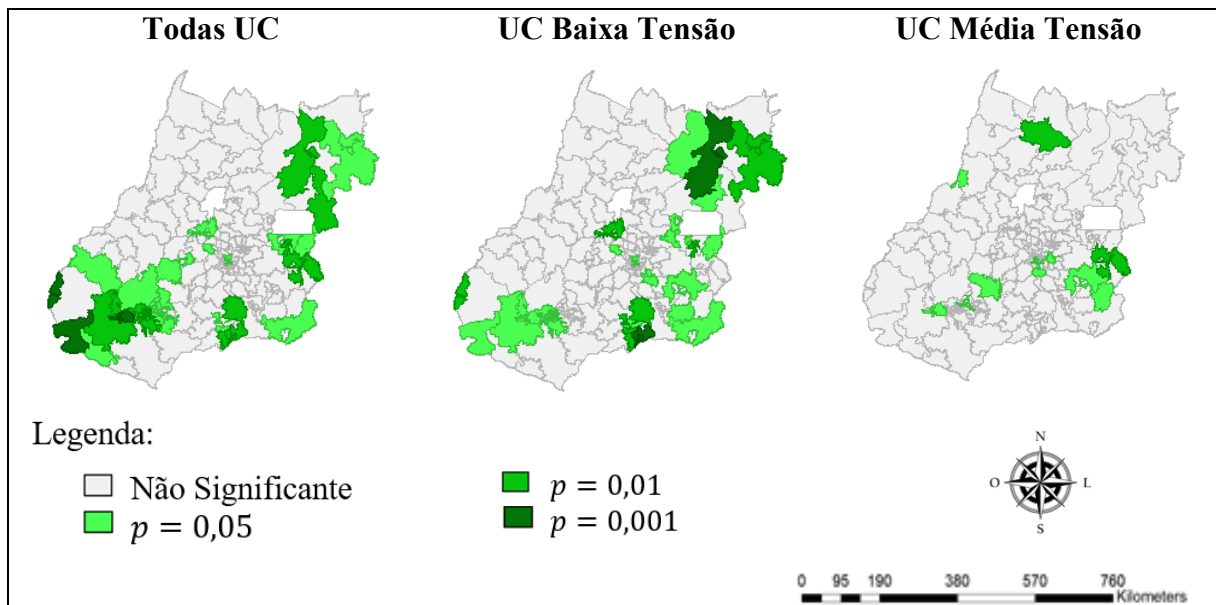


Figura 4.8 – Mapas de significância LISA para o valor pago em compensações financeiras no ano de 2014, por nível de tensão da UC

Fonte: elaboração própria com dados da pesquisa.

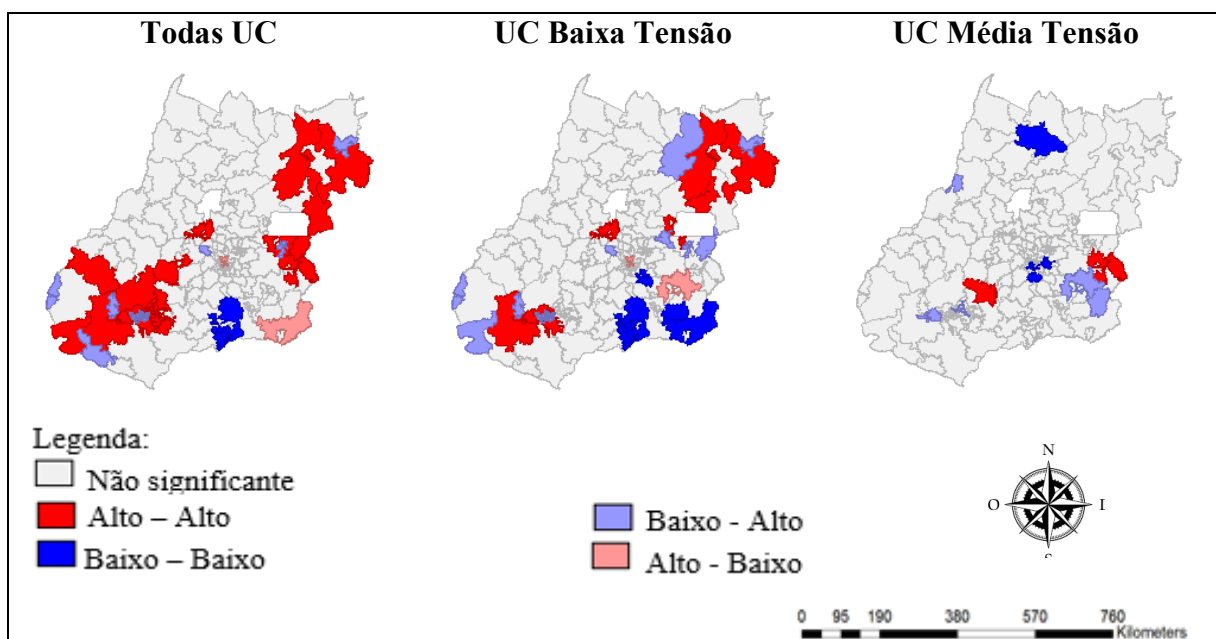


Figura 4.9 – Mapas de *cluster* LISA para o valor pago em compensações financeiras no ano de 2014, por nível de tensão da UC

Fonte: elaboração própria com dados da pesquisa.

A Figura 4.9 apresenta os clusters espaciais univariados das compensações financeiras, isto é, regiões onde os valores das compensações dependem do valor das mesmas compensações nas regiões vizinhas. É possível identificar *clusters* Alto-Alto nas regionais do Sudoeste e parte do Oeste Goiano, no Nordeste e no Leste Goiano (entorno do Distrito Federal).

Como pode ser observado no Anexo C, na região Sudoeste e na pequena porção da região do Oeste goiano, há uma grande concentração de áreas agricultáveis e uma grande concentração de segmentos hidrográficos, sendo essa quantidade de segmentos mais próximo de ser uma *proxy* de quantidade de rios, do que volume de água. Assim, a quantidade de rios se apresenta como um grande limitante à agilidade do processo de reestabelecimento das redes de distribuição, pois existe uma escassez de pontes para o acesso das propriedades nas quais se encontra a rede de distribuição, aumentando assim em média o tempo de duração das interrupções do serviço de distribuição da Celg, pois também aumenta o tempo necessário para o deslocamento das equipes de manutenção até o local onde necessita de reparo.

Na região próxima ao Distrito Federal existem diversos municípios goianos²⁹, com um histórico de “abandono” por parte do setor público. Pois dado a dimensão do adensamento populacional na região distrital, uma expressiva parcela da população que trabalha no Distrito Federal residem nas cidades goianas circunvizinhas, gerando um conflito de interesse, pois o Governo de Goiás realiza pouco investimento nessas regiões e exige contrapartidas do Governo Distrital. Por sua vez, o governo Distrital não realiza investimentos nessas localidades, pois são municípios goianos.

Quanto à região do Nordeste Goiano, uma parte da área dos *cluster* espacial está concentrada em áreas onde o Cerrado ainda está menos depredado e outra área onde há uma maior concentração de pastagens, sendo regiões de apelo econômico bastante reduzido, não atraindo investimentos governamentais nessas regiões. É importante destacar que a Celg até períodos recentes era uma empresa estatal, de modo, que a sua política de investimento seguiu tendências semelhante as diretrizes estabelecidas pelo governo estadual.

Nas Figuras 4.10 e 4.11, são apresentados os mapas do ano de 2015 para a significância dos arranjos espaciais, e os *clusters* espaciais respectivamente. Como já fora apresentado na autocorrelação global, há uma redução comparativa entre o grau de dependência expresso pela estatística *I* de Moran. O mapa de significância para todas as compensações pagas em 2015,

²⁹ De acordo com Cidade-Brasil (2018), os municípios goianos do entorno do Distrito Federal são: Abadiânia, Alexânia, Águas Lindas de Goiás, Cidade Ocidental, Cocalzinho de Goiás, Corumbá de Goiás, Cristalina, Formosa, Luziânia, Novo Gama, Padre Bernardo, Planaltina, Pirenópolis, Santo Antônio do Descoberto e Valparaíso de Goiás.

apresenta uma distribuição espacial de *clusters* semelhantes ao do ano de 2014, porém no que se refere ao das compensações pagas à UCs alimentadas em baixa tensão e em média tensão, há uma grande mudança em seu padrão. O maior destaque está nas compensações pagas às UCs alimentadas em média tensão, que no ano de 2014 apresentaram pequenos *clusters*, e em 2015 apresentaram *clusters* bem definidos ao nível de 1% e 5% de significância, nas regiões de fronteira com o Extremo Oeste Baiano e o Noroeste Mineiro.

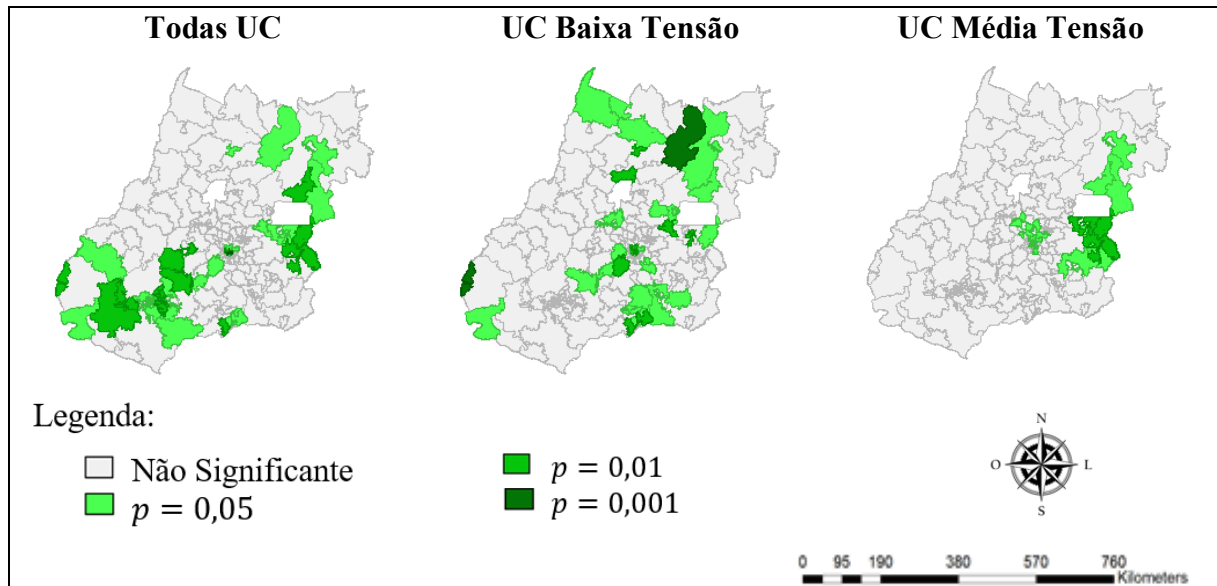


Figura 4.10 – Mapas de Significância LISA para o valor pago em compensações financeiras no ano de 2015, por nível de tensão da UC

Fonte: elaboração própria com dados da pesquisa.

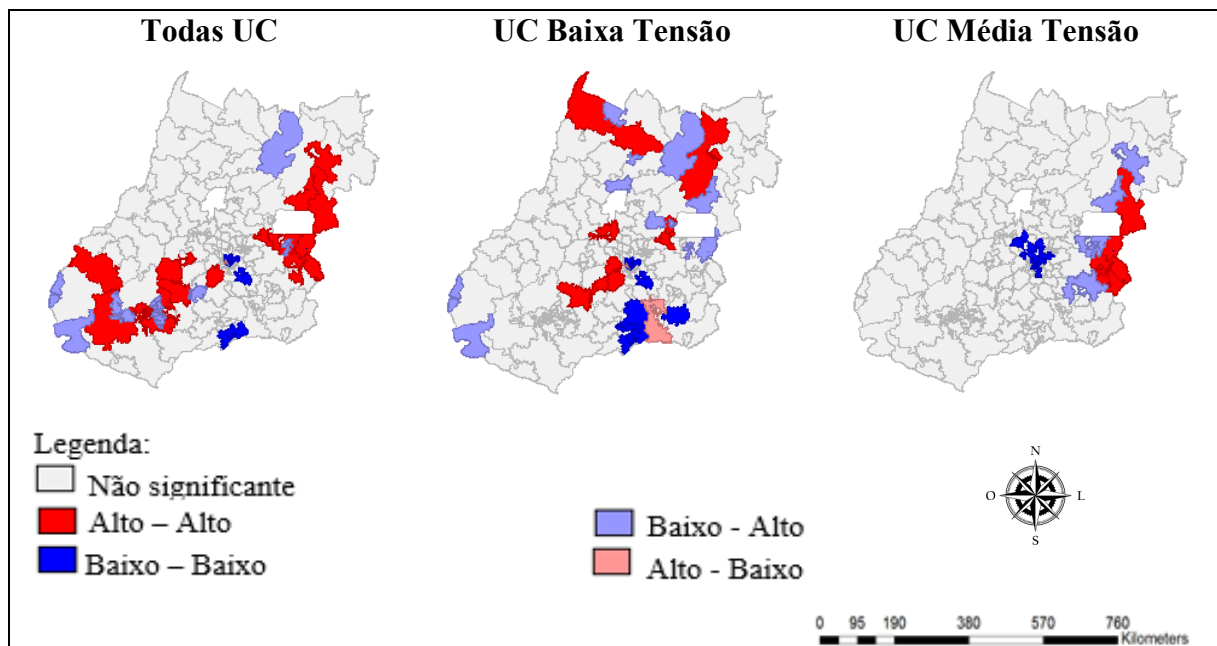


Figura 4.11 – Mapas de *cluster* LISA para o valor pago em compensações financeiras no ano de 2015, por nível de tensão da UC.

Fonte: elaboração própria com dados da pesquisa.

Assim, para estudar mais detalhadamente na Figura 4.12 é apresentado o mapa com as significâncias dos arranjos espaciais mostrados em relação ao valor pago em compensações para o ano de 2016. Observa-se que os resultados não se diferenciam muito, apresentados no mapa do ano de 2015, possuindo *clusters* nas mesmas regionais da Celg. Quanto ao perfil dos arranjos espaciais, na Figura 4.13 é possível observar que o padrão da distribuição do tipo dos *clusters* se mantêm, mas ocorre um adensamento dos conjuntos nesses arranjos espaciais, com uma semelhança maior em relação ao ano de 2014, do que ao de 2015. Ou seja, há indícios de continuidade do padrão sistêmico do problema das interrupções de energia elétrica e, por conseguinte do pagamento de compensações financeiras.

No anexo C é possível observar, que ao longo das regiões ao norte do estado de Goiás existe um distanciamento entre os aglomerados urbanos, exigindo maiores segmentos de rede de distribuição de energia elétrica, o que resulta em um aumento na frequência das interrupções do serviço de distribuição. E ainda, pode ser considerado o fato de que são municípios de baixa densidade populacional, ou seja, essa parte do sistema da Celg atende uma parcela reduzida de Unidades Consumidoras. De acordo com Pinto Junior *et al.* (2016), quanto maior a densidade de consumidores em uma região, menores são os custos referentes à perda de energia, pois necessitam de segmentos menores de rede de distribuição. E, por conseguinte aumenta-se a atratividade de investimentos para a melhoria da qualidade da energia nessas regiões mais populosas.

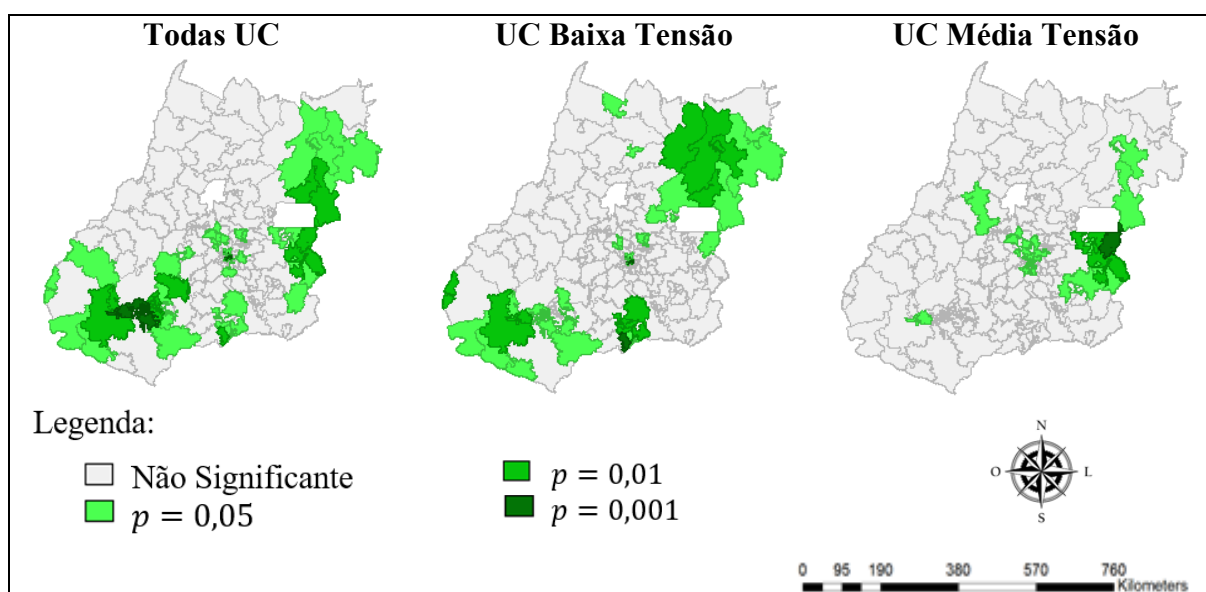


Figura 4.12 – Mapas de significância LISA para o valor pago em compensações financeiras no ano de 2016, por nível de tensão da UC

Fonte: elaboração própria com dados da pesquisa.

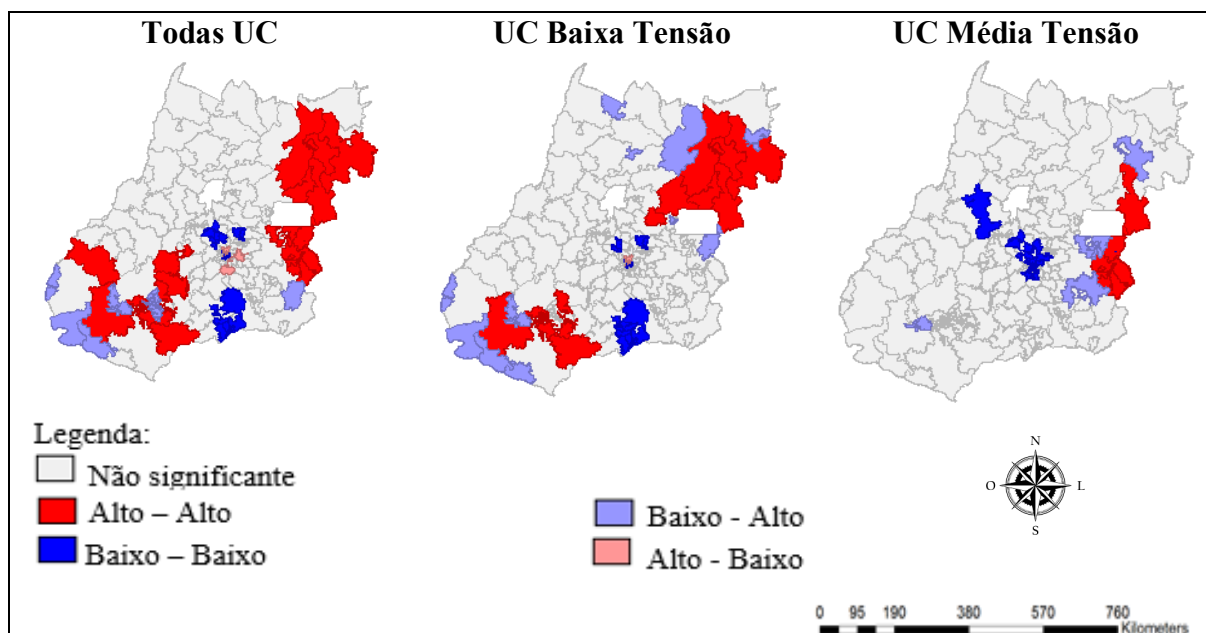


Figura 4.13 – Mapas de *cluster* LISA para o valor pago em compensações financeiras no ano de 2016, por nível de tensão da UC.

Fonte: elaboração própria com dados da pesquisa

É importante destacar que se comparada as distribuições espaciais dos valores pagos em compensações financeiras nas Figuras 4.2, 4.3 e 4.4, não ocorreram grandes alterações nas regiões onde a Celg mais teve de ressarcir por uma baixa qualidade na distribuição da energia elétrica. O que ocorreu foi uma mudança nos arranjos espaciais dos dados, ou seja, regiões que antes possuíam dependência significativa em relação a outras, passaram a não possuir o mesmo padrão no ano seguinte.

4.5.2.2 Autocorrelação Espacial Local Bivariada

Quanto aos resultados LISA para o contexto bivariado, foram identificadas 4 (quatro) variáveis que apresentaram resultados significativos e consistentes em relação aos arranjos espaciais em questão, os *clusters*, possibilitando a análise de uma variável dependente em relação ao valor de outras variáveis independentes das regiões vizinhas. É importante destacar que as compensações financeiras foram apresentadas em valores absolutos, por ser a forma mais próxima do objetivo desse trabalho, enquanto os dados referentes ao comprimento de rede e número de transformadores é relativo, ou seja, apresenta a proporção de cada variável por UC de energia elétrica do conjunto.

A análise apresentada adiante é a estatística *I* de Moran bivariada para o ano de 2015, consiste no período mais próximo ao atual, amenizando uma possível disparidade entre o cenário passado, o atual do sistema de distribuição de energia elétrica do Estado de Goiás, se refere também ao nível de todas as compensações financeiras pagas, sem distinção no nível de tensão pelo qual a UC recebe a energia elétrica da Celg. Na tabela 3 são apresentados os

resultados globais do teste de autocorrelação bivariado, a estatística I de Moran, em que nas 4 variáveis em questão foram estatisticamente significantes ao nível de 5% de significância e indicaram a existência de autocorrelação espacial positiva, com a possível existência de *clusters* AA e BB.

Tabela 4.2 - Coeficiente I de Moran Bivariado das compensações financeiras pagas por violação dos limites dos indicadores de continuidade em 2015, pelas demais variáveis

Variáveis	I	Probabilidade
Comprimento dos segmentos de rede em MT	0,0790	0,0300
Número de transformadores	0,0689	0,0500
Frequência de interrupções – por causas operacionais	0,1422	0,0010
Frequência de interrupções – por causas climáticas	0,0991	0,0100

Fonte: elaboração própria

Nota: a pseudo-significância empírica é baseada em 999 permutações aleatórias.

Nota: a convenção de matriz de peso utilizada foi a rainha.

Na Tabela 4.2 foi apresentada a análise da questão da autocorrelação espacial global, que apresentou evidências de arranjos espaciais de similaridades espaciais.

A Figura 4.14, apresenta os mapas de significância da estatística LISA bivariado, nos quais os resultados dos testes de significância de I_i de Moran evidenciaram a existência de padrões de aglomeração espacial para as compensações totais, em relação às variáveis em análise são: comprimento de rede de média tensão, número relativo de transformadores por UC, a frequência de interrupções por causas operacionais e a frequência de interrupções por causas climáticas.

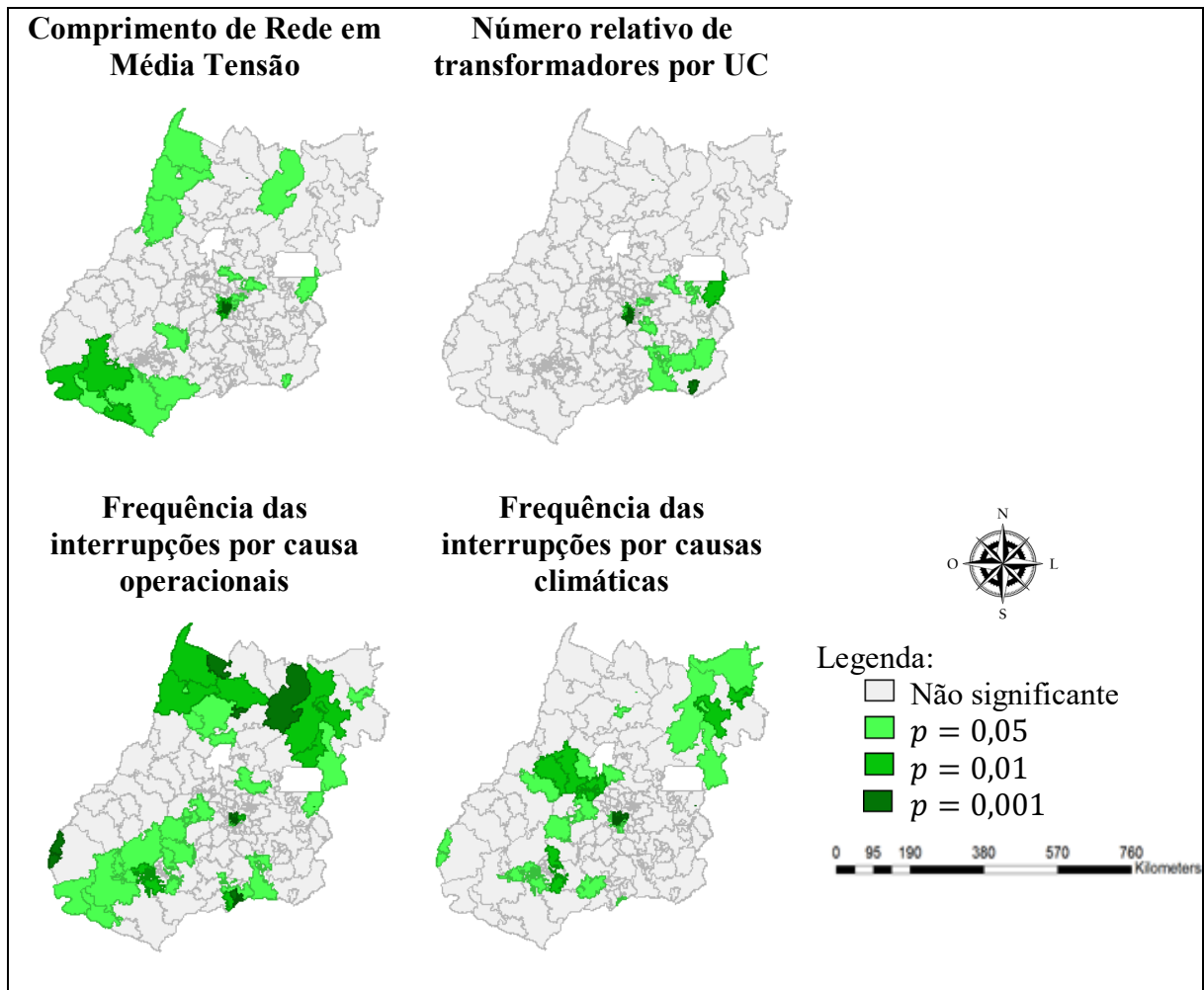


Figura 4.14 – Mapas de significância LISA bivariado para o valor pago em compensações financeiras no ano de 2015, para todas as UCs.

Fonte: elaboração própria com dados da pesquisa.

Na Figura 4.15, estão os mapas de *clusters* espaciais para as 4 variáveis. O primeiro mapa é o teste bivariado entre o valor pago em compensações financeiras e o comprimento relativo de segmentos de rede de média tensão, os resultados apontaram que existem relações positivas entre os valores elevados de compensações financeiras e o comprimento das redes de média tensão de conjuntos vizinhos. O que está de acordo com Pinto Jr. (2016), pois quanto maior a concentração espacial das unidades consumidoras, menor é o custo com perdas e manutenção. Ou seja, *coeteribus paribus*, quanto maior o comprimento de rede de média tensão, maior será o gasto com dispositivos para manter a qualidade da distribuição de energia, e mediante a um histórico de baixo investimento, maior será o valor das compensações financeiras a serem pagas. É possível observar *clusters* Alto-Alto nas regionais Celg do Norte, Leste, Sudeste, Sudoeste e Oeste do estado. De modo, que nesses conjuntos de Unidades Consumidoras de energia elétrica existem valores elevados de pagamentos de compensações

financeiras com dependência espacial a valores elevados para a comprimento médio de segmentos rede de média tensão nos conjuntos vizinhos.

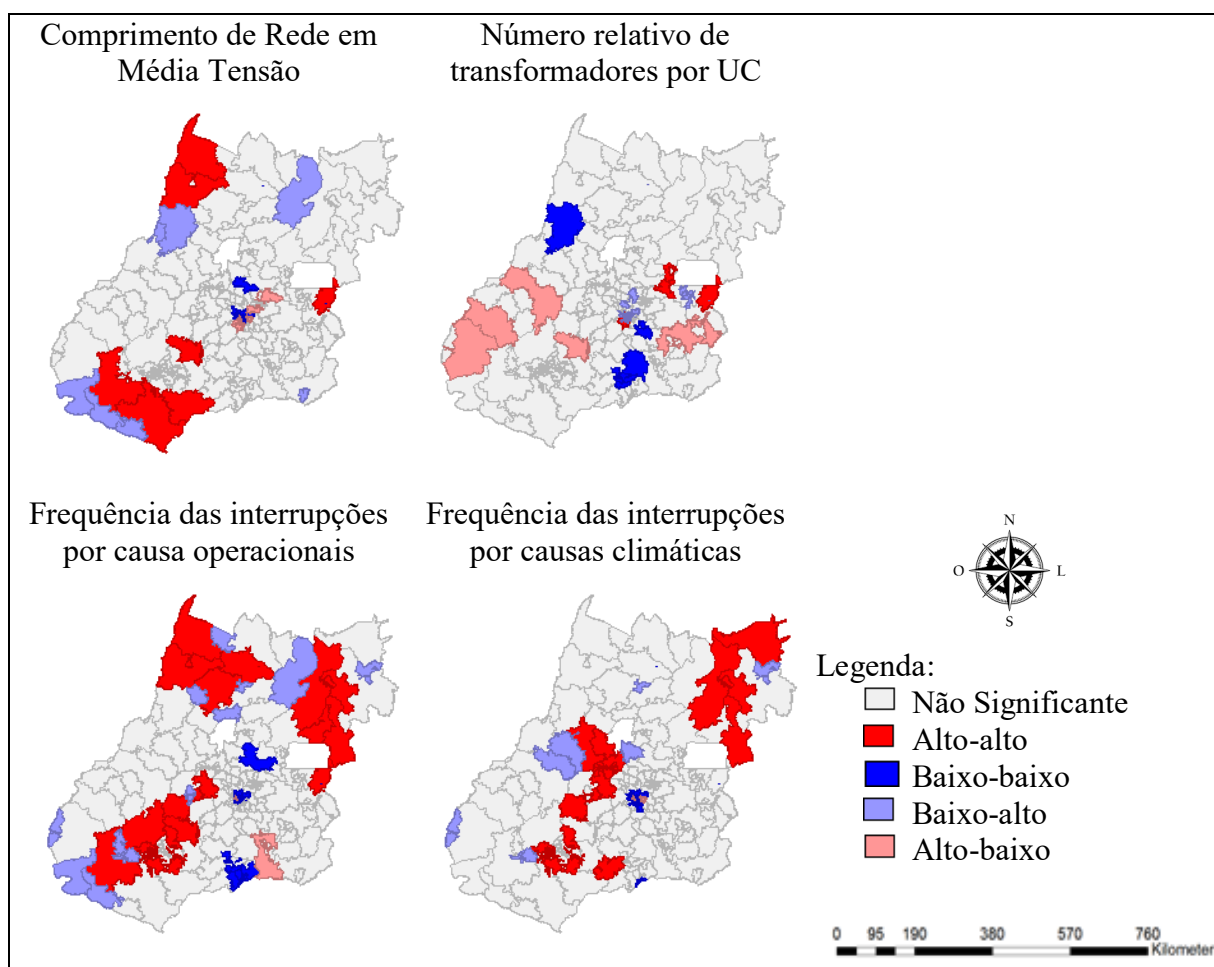


Figura 4.15 – Mapas de *cluster* LISA bivariado para todas UC, no ano de 2015, que mostra a dependência espacial do valor pago em compensações financeiras em relação às variáveis de cada mapa.

Fonte: elaboração própria com dados da pesquisa.

Quanto ao número relativo de transformadores por UC, existem *clusters* espaciais Alto-Alto apenas nas regiões do Entorno de Brasília e em uma pequena porção da região Metropolitana de Goiânia, o que é um fator já esperado, pois uma vez que é conhecido o adensamento populacional dessas regiões, a Celg já investiu anteriormente em um aumento proporcional da quantidade de unidades transformadoras nos conjuntos dessas regiões. Nesse caso os *clusters* Alto-Baixo merecem um destaque, pois apresenta as regiões com elevados valores de compensações com regiões vizinhas com uma baixa quantidade relativa de unidades transformadoras por UC, evidenciando possíveis regiões para investimentos em dispositivos transformadores, sendo esses arranjos espaciais estão concentrados principalmente das regionais Oeste, Sudoeste e Sul da Celg.

O terceiro mapa apresenta os arranjos espaciais entre as compensações financeiras e as interrupções causadas por falhas operacionais, isto é, por manutenção ineficiente. Neste é observado o *cluster* Alto-Alto na regional Norte, Nordeste, Leste, Sudoeste e Oeste, com exceção do *cluster* da região Norte, todos os outros se concentraram nos 25% das regiões que mais pagaram compensações financeiras por violação dos limites superiores dos indicadores de continuidade da distribuição de energia elétrica, apresentados anteriormente na Figura 3.

O último mapa apresenta os arranjos de associação espacial das compensações financeiras com as interrupções da distribuição de energia elétrica por causas climáticas como as descargas elétricas atmosféricas, os incêndios, a poda de árvores entre outros problemas de ordem climática, apresentando relações Alto-Alto nas regionais Nordeste, Oeste e Sudeste.

O Quadro 4.1 apresenta quais são os conjuntos espaciais presentes em cada um dos *clusters* analisados a partir dos mapas apresentados anteriormente nas Figuras 4.9 e 4.11.

Quadro 4.1 – Resumo da Identificação e Classificação dos *Clusters* Espaciais no Ano de 2015

Ano	Tensão	Variáveis	Conjuntos Alto-alto
2015	Todas	Compensações financeiras totais	Rio Verde S2, Itiquira, Flores de Goiás, Guapó, Jataí S1, Planaltina, Alexânia, Marajoara, Firminópolis S2, Acreúna, Santa Helena S1, Caiapônia, Cabriúva S2, Cristalina S2, Pamplona.
		Comprimento de segmento de rede de média tensão	Cachoeira Alta, Quirinópolis, São Miguel do Araguaia, Jataí S1, Acreúna, Pamplona, Nova Crixás.
		Número de transformadores	Caldas Novas S1, Alexânia, Pamplona.
		Frequência das interrupções por causas operacionais	Itiquira, Flores de Goiás, São Miguel do Araguaia, Jataí S1, Mara Rosa, Planaltina, Firminópolis S2, Rio Claro, Acreúna, Anicuns, Santa Helena S1, São João D'Aliança, Santa Terezinha, Cabriúva S2, Pamplona, Nova Crixás.
		Frequência das interrupções por causas climáticas	Itiquira, Flores de Goiás, Itaberaí S1, Itaberaí S2, Itapuranga, São Domingos, Firminópolis S2, Goiás, Bom Jesus de Goiás, Anicuns, Santa Helena S1, São João D'Aliança, Cabriúva S2.
		Variáveis	Conjuntos Alto-baixo
		Número de transformadores	Independência S1, Campinas S2, Daia S1, Carajás.

Fonte: elaboração própria.

Esses são os resultados da análise da dependência espacial das compensações financeiras pagas aos consumidores da Celg, por violação do limite dos indicadores (DIC, FIC e DMIC) de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica. Na seção seguinte e, última, são apresentadas as considerações finais.

4.6 Considerações Finais

Com o aumento histórico da atenção à continuidade da distribuição da energia elétrica, compreender os fatores que a prejudicam é um importante passo para a promoção do bem-estar entre a concessionária da distribuição da energia elétrica e seus consumidores. Assim, no caso da concessionária Celg, o estudo realizado ajuda a compreender os principais fatores

relacionados aos valores elevados pagos em compensações financeiras aos seus consumidores, possibilitando implementar de forma eficiente as medidas para a adequação aos padrões de conformidade estabelecidos pela ANEEL, reduzindo o impacto financeiro e se distanciando de um eventual risco de perda da Concessão de prestação de serviço.

Deste modo, por meio da plotagem de um mapa com os valores pagos em compensações por conjuntos de Unidades Consumidoras, é possível observar que tanto em 2014 quanto em 2015 e 2016, os conjuntos que mais pagaram compensações financeiras se concentraram nas mesmas regiões goianas, que geograficamente compreendem o Norte, Nordeste, Sudoeste, o Entorno do Distrito Federal. Quando à análise é restrita a apenas grupos de Unidades Consumidoras atendidas pelo mesmo nível de tensão da energia elétrica, as UCs alimentadas por energia em baixa tensão que mantêm um comportamento muito similar ao mapa para todo o valor pago em compensações. Os de média e alta tensão diferenciam-se, pois, a quantidade de UC alimentadas nesse nível de tensão é bastante reduzido, comparado as de baixa tensão.

Embora não tenha sido apresentado nas análises, foram investigadas as relações de dependência espacial das compensações financeiras em relação a outros dispositivos do sistema de distribuição de energia elétrica (fusíveis, chave-faca, disjuntores), mas esses não apresentaram significância estatística.

Assim, a principal relação encontrada foi a do comprimento relativo da rede e o número relativo de transformadores por UC, no qual foi adotado as variáveis relativas por UC por melhor representarem a proposição de políticas de investimentos, pois ao adotar essa questão a quantidade de UC no conjunto deixa de influenciar os resultados. Ao contrário das demais análises bivariadas, foi relevante ao caso da proporção de transformadores por conjuntos os arranjos espaciais com valores elevados de compensações financeira com vizinhança com baixa proporção entre quantidade de UC e transformadores, o que indica possíveis regiões para investimentos em transformadores. Quanto análises a partir das interrupções causadas por falhas operacionais e climáticas, evidenciam que uma das principais causas das compensações é a baixa eficiência na manutenção das redes de distribuição e a atenção aos fatores climáticos como a não podas de árvores, que nos períodos de chuva são uma das causas de interrupções da distribuição de energia de longa duração.

O presente trabalho apresentou eficiência em seu objetivo de analisar os dados espaciais das compensações financeiras, pois foi detectado que existe dependência espacial entre os conjuntos de unidades consumidoras de energia elétrica, identificando quais determinantes das compensações possuem indícios de efeitos transbordamento com os outros conjuntos, e ainda foram identificados os arranjos espaciais presentes nos 148 conjuntos de unidades

consumidoras de energia elétrica do estado de Goiás. Porém, esse ainda não é um estudo conclusivo para a proposição de políticas para a redução do valor pago em compensações financeiras pela Celg aos seus consumidores, pois necessita-se da análise seguinte a essa para uma maior precisão do estudo, que é a estimação do modelo econométrico espacial, o qual fica como sugestão para a realização de trabalhos futuros.

Referências

- ALMEIDA, A. **Econometria Espacial**. 1.ed. Campinas: Alínea, 2012. 498 p.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **PRODIST**, 2016a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/prodist>>. Acesso em: 05 ago. 2017.
- _____. Módulo 1 - Qualidade da Energia Elétrica. **PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional**, Brasília, DF, p. 61, 01 mar. 2016b. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo1_Revisao_9/1b78da82-6503-4965-abc1-a2266eb5f4d7>. Acesso em: 13 mar. 2017.
- _____. Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica. **PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional**, Brasília, DF, p. 73, 16 jun. 2016c. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/modulo-8>>. Acesso em: 13 mar. 2017.
- _____. **Compensação pela Transgressão dos Limites de Continuidade**, 2017a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/indicadores-de-compensacao-de-continuidade>>. Acesso em: 15 set. 2017.
- _____. **Relatórios de Consumo e Receita de Distribuição**, 2017b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/relatorios-de-consumo-e-receita>>. Acesso em: 10 out. 2017.
- _____. Indicadores Coletivos de Continuidade. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/indicadores-coletivos-de-continuidade>>. 2017c. Acesso em: 017 de nov. 2017.
- ANSELIN, L. **Spatial Econometrics: Methods and Models**. 1988. 278 p.
- _____. **Exploring Spatial Data with GeoDaTM: a Workbook**. University of Illinois, Urbana-Champaign, 2005.
- BALTA-OZKAN, N.; YILDIRIM, J.; CONNOR, P. M. Regional distribution of photovoltaic deployment in the UK and its determinants: A spatial econometric approach. **Energy Economics**, n. 51, p. 417-429, 2015.
- CAPUCHO, T. O.; PARRÉ, J. L. Produção Leiteira No Paraná: Um Estudo Considerando Os Efeitos Espaciais. **Informe Gepec**, Toledo, v. 16, n. 1, p. 112-127, 2012.
- HAINING, R.; WISE, S.; MA, J. Exploratory spatial data analysis in a geographic information system environment. **The Statistician**, v. 47, n. 3, p. 457-469, 1998.
- GONÇALVES, E. O Padrão Espacial da Atividade Inovadora Brasileira: Uma Análise Exploratória. **Estatística Econômica**, São Paulo, v. 32, n. 2, p. 405-433, abr. – jun. 2007.
- IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. **Conheça Cidades e Estados do Brasil**, 2017. Disponível em: <<https://cidades.ibge.gov.br/>>. Acesso em: 15 nov. 2017.
- LE GALLO, J.; ERTUR, C. Exploratory spatial data analysis of the distribution of regional per capita GPD in Europe, 1980-1995. **Papers in Regional Science**, v. 82, p. 175-201, 2003.

MEHL, E. L. M. **Qualidade da Energia Elétrica**. Universidade Federal do Paraná, 2001. Disponível em: <<http://www.eletrica.ufpr.br/mehl/downloads/qualidade-energia.pdf>>. Acesso em: 17 jun. 2017.

ONS. Operador Nacional do Sistema elétrico. **O Sistema Interligado Nacional**, 2017. Disponível em: <<http://ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em 15 out. 2017.

PEROBELLI, F. S.; OLIVEIRA, C. C. C. Energy development potential: An analysis of Brazil. **Energy Policy**, n. 59, p. 683-701, 2013.

PEROBELLI, F. S.; ALMEIDA, E. S.; ALVIN, M. I. S. A.; FERREIRA, P. G. C. Produtividade do setor agrícola brasileiro (1991 – 2003): uma análise espacial. **Nova Economia**, Belo Horizonte, v. 17, n. 1, p. 65-91, jan. – abr. 2007.

PEROBELLI, F. S.; FARIA, W. R.; FERREIRA, P. G. C. Análise de Convergência Espacial do PIB *Per Capita* em Minas Gerais: 1975-2003. ENCONTRO REGIONAL DE ECONOMIA/NORDESTE: ESTRATÉGIAS DE DESENVOLVIMENTO REGIONAL, 2006, BNB, **Anais...** BNB/Anpec, 2006.

PINHEIRO, M. A. **Distribuição Espacial da Agropecuária do Estado do Paraná: um estudo de caso da função de produção**. Dissertação (Mestrado em Economia) - Programa de Pós-Graduação em Economia – UEM, Maringá, 2007. Disponível em: <<http://nou-rau.uem.br/nou-rau/document/?code=vtls000170326>>. Acesso em: 12 out. 2017.

PINTO JUNIOR, H. Q. *et al.* **Economia da Energia**. 2ª. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2016. 416 p.

ROMÃO, F. P. **Espaço Urbano e Criminalidade Violenta: Análise da Distribuição Espacial dos Homicídios no Município de Cascavel/PR**. Dissertação (Mestrado em Desenvolvimento Regional e Agronegócio) – Programa de Pós-Graduação Stricto Sensu em Desenvolvimento Regional e Agronegócio – UNIOESTE, Toledo, 2008. Disponível em: <<http://tede.unioeste.br/handle/tede/2238>>. Acesso em: 13 set. 2017.

SIEG. Sistema Estadual de Geoinformação. **SIG -Shapefiles**, 2006. Disponível em: <<http://www2.sieg.go.gov.br/post/ver/171319>>. Acesso em: 15 fev. 2018.

STRÖHER, J. R. **Análise da política de dividendos: uma aplicação de regressão quantílica**. Dissertação (Mestrado em Ciências Contábeis) – Programa de Pós-Graduação em Ciências Contábeis – UNISINOS, São Leopoldo, 2015. Disponível em <<http://www.repositorio.jesuita.org.br/bitstream/handle/UNISINOS/3853/J%C3%A9erson%20Rodrigo%20Str%C3%B6her.pdf?sequence=1&isAllowed=y>>. Acesso em: 15 fev. 2018.

YU, H.; PENG, H. On the convergence in China's provincial per capita energy consumption: New evidence from a spatial econometric analysis. **Energy Economics**, n. 68, p. 31-43, 2017.

YU, L. *et al.* The effect of new-type urbanization on energy consumption in China: a spatial econometric analysis. **Journal of Cleaner Production**, n. 163, p. S299-S305, 2017.

CONCLUSÃO

A Celg, concessionária de distribuição da energia elétrica em cerca de 98% da área do estado de Goiás, atua em um regime muito próximo ao de monopólio natural e não realiza o serviço de distribuição de energia elétrica apenas na área de concessão da CHESP. Porém, na última década, a Celg tem apresentado uma das piores posições no Ranking Global de Continuidade - RGC, sendo uma das empresas que mais pagou compensações financeiras pela transgressão dos limites permitidos dos indicadores de continuidade. Assim este trabalho teve por objetivo identificar os determinantes dos valores das compensações financeiras, de modo a possibilitar a proposição de medidas para a redução dos valores aa serem pagos em compensações aos consumidores.

Diante desse contexto, por meio de um projeto de P&D, a Celg forneceu um *BigData* com mais de 200 milhões de observações de interrupções da distribuição de energia elétrica, juntamente com outras informações. Essa quantidade de informações além de terem resultado nas análises presentes nesse trabalho, também são uma amostra de dados em uma dimensão inédita aos estudos dos indicadores de continuidade, tanto na literatura nacional, quanto na internacional. Para os estudos realizados, os dados foram agregados de dois modos: um primeiro por alimentadores (1064 alimentadores) e um segundo por conjuntos de unidades consumidoras de energia elétrica (148 conjuntos).

No primeiro artigo há uma reconstrução da evolução do setor elétrico brasileiro, com um destaque para as diferentes etapas do processo regulatório. É possível observar, que ao longo dos quase dois séculos de existência do setor elétrico brasileiro, a regulação passou por diferentes moldes e não se fixou em um único tipo, aproximando em determinados períodos do modelo desenvolvido na Europa Ocidental e com uma tendência atual de se consolidar no modelo Americano. Porém, o atual cenário do setor elétrico brasileiro (não excluindo a área de concessão da Celg) é em grande parte resultante das falhas da política de regulação, principalmente a “captura” da regulação por parte dos interesses políticos. No tempo de execução do processo regulatório pela Eletrobrás, empresas como a Celg foram objetos de execução de políticas macroeconômicas, como as de controle inflacionário (com controle artificial das tarifas), após isso, ocorreu uma exposição do processo regulatório aos interesses dos governos estaduais. E uma das principais consequências desses dois contextos, foi a realização, em um grande período, de investimentos em um nível abaixo do necessário para proporcionar a eficiência da prestação de serviços, resultando em uma consequente deterioração dos sistemas energéticos.

Assim, o foco do presente trabalho está direcionado a cerca das consequências da qualidade de prestação de serviço de distribuição de energia elétrica em um nível abaixo do esperado pela ANEEL, o qual resultou em um pagamento, pela Celg, no período entre os anos de 2014 e 2017, de quase R\$ 280 milhões em compensações financeiras e no risco de perda do direito de concessão da prestação do serviço.

No contexto das interrupções nas UCs da Celg, entre o período de janeiro de 2014 a dezembro de 2016, a maior frequência de interrupções ocorreu por causas como: falhas operacionais, falhas de material ou equipamento, interrupções programadas e variações de carga, tensão ou corrente. Enquanto na duração das interrupções, predominou causas como: falhas operacionais, causas relacionadas a terceiros, interrupções programadas e variações de carga, tensão ou corrente. Essas interrupções resultaram em uma média de compensações financeiras equivalente a quatro vezes a média brasileira, algo que não torna muito estranho o fato da Celg ter se mantido entre as últimas posições do RGC no decorrer da última década.

Assim, a primeira análise realizada para o presente estudo foi a aplicação do método de regressão quantílica no estudo da variável de compensações financeiras, dentre os quantis analisados apenas o 0.1 não apresentou um desempenho tão eficiente, pois nesse ponto da amostra os alimentadores praticamente não apresentaram compensações financeiras. Porém, nos demais quantis, os modelos de regressão quantílica – MRQ exibiram resultados satisfatórios, como por exemplo a elasticidade positiva entre o comprimento dos segmentos de rede em média tensão - MT e a negativa entre a presença de religadores com o pagamento de compensações financeiras. Outro fator relevante que o modelo apresenta em seu *output*, foi o comportamento das variáveis de causas das interrupções.

A principal conclusão relacionada às variáveis de causa é que apesar da situação dos indicadores abaixo do esperado, a Celg não foi tão ineficiente na melhoria da confiabilidade do seu sistema de distribuição, mas que ainda não superou do histórico de baixos investimentos dos períodos anteriores. A constatação deste cenário está no fato dos alimentadores que pagaram mais compensações financeiras terem coeficientes de elasticidades menores em relação à causa das interrupções analisadas e os pagamentos às UC, evidenciando que foram realizados investimentos na região desses alimentadores e eles se tornaram mais robustos às interrupções, apesar de existirem outros fatores que fazem o problema dos altos valores das compensações persistir.

Em síntese, essa redução do coeficiente positivos das causas das interrupções não é um indicativo de que a Celg a curto prazo deve direcionar os seus investimentos, em dispositivos de alto custo, nos alimentadores que pagaram menos compensações financeiras. O que se pode

constatar é que, embora as regiões dos quantis superiores tenham elasticidades menores, o resultado em termo de compensações financeiras é muito maior, indicando que investimentos nessas regiões são escolhas racionais. E ainda, que o investimento não deve ocorrer apenas nessas regiões, pois o não investimento nas regiões dos alimentadores que tradicionalmente pagam menos compensações financeiras, pode significar, a longo prazo, uma existência de novos padrões de qualidade insatisfatória na prestação de serviço. Assim, necessita-se de uma distribuição de investimentos que ocorra de forma equilibrada, de acordo com a necessidade de cada região (quanto ao tipo e a proporção de investimento).

Quanto aos investimentos a serem realizados, acerca da instalação de dispositivos religadores nas redes de distribuição, apresentam elasticidades muito superiores nos quantis dos alimentadores que exibem valores maiores para as compensações financeiras, sendo que os dois primeiros quantis (0.1 e 0.25) apresentaram respectivamente elasticidades de -1,36 e -3,21, o que é bastante inferior ao dos últimos dois quantis (0.75 e 0.9) que foram respectivamente de -8,08 e -9,70. Como esses dispositivos religadores são de custo bastante elevados, a sua relação de “*pay back*” é melhor nos alimentadores presentes no último quantil da distribuição da variável de interesse. Outros investimentos que devem ser realizados é a revisão e manutenção da parte do sistema que pagou os menores valores de compensações financeiras, visto que, mesmo não sendo objeto de problema no período atual, o modelo apresentou que, nessas regiões, há uma maior sensibilidade a fatores climáticos e técnicos, que podem resultar em pagamentos de compensações financeiras no futuro.

Na questão da análise espacial, no artigo 3, para a existência de arranjos espaciais nas compensações financeiras, as mesmas informações que foram avaliadas sob o método do MRQ, foram organizadas por conjuntos de UCs e analisadas sob os métodos da Estatística Espacial. Assim, inicialmente foi apresentado os mapas anuais do total pago em compensações financeiras, sendo possível observar por meio de uma divisão em quartis, que os alimentadores com os maiores valores de compensações financeiras estão concentrados nas regionais Sudeste, Sul, Leste e Nordeste. Por outro lado, ocorreu uma melhora no montante pago na região Metropolitana entre o ano de 2014 e o de 2016. E ainda, se dividir a área do estado de Goiás em norte e sul, é possível observar que no mapa para apenas unidades consumidoras alimentadas em MT, a região Sul é a que paga mais compensações nesse nível de tensão e coincide, também, com a área de atividade econômica mais intensa do estado. E quanto ao grau de dependência espacial entre os conjuntos de unidades consumidoras, por meio da Estatística I de Moran, foi possível observar que existe dependência espacial significativa, para o valor pago em compensações, em todos os três anos analisados, indicando a existência de arranjos

espaciais na variável de interesse (compensações financeiras). A partir desses indicativos, foram aplicadas as análises locais sob o método LISA, e por meio do método univariado foi possível identificar *clusters* espaciais Alto-Alto - AA (regiões que pagaram quantidades elevadas de compensações financeiras, vizinhas de outras que também pagaram valores elevados). E ainda, que nos três anos, os arranjos espaciais foram relativamente apresentados nas mesmas regionais, a Sudoeste, a Leste e a Nordeste da Celg.

Ao expandir a análise para um contexto bivariado, foi identificado arranjos espaciais AA entre a variável de compensações financeiras e as de segmentos de rede em MT, do número de transformadores, dos números de interrupções causadas por falhas operacionais e por causas climáticas. Também é importante destacar, que a análise bivariada foi apresentada apenas para o ano de 2015, pois foi o período no qual foram pagos o maior montante de compensações financeiras e espera-se resultados mais robustos.

Para aos arranjos espaciais Alto-Alto de compensações financeiras em relação a quantidade de segmentos de rede em MT, os *clusters* espaciais foram inseridas nas regionais Norte, Sudoeste e Leste. A principais características de uma quantidade muito elevada desses segmentos de rede é o aumento da frequência das interrupções do serviço de distribuição de energia, seja por causa do tamanho dos municípios e a distância entre eles, ou pelas longas distâncias entre as unidades consumidoras, como por exemplo uma grande parcela da população com residências em regiões rurais. Em relação ao número de dispositivos transformadores na rede de distribuição, o objeto de interesse são os *cluster* Alto-Baixo, ou seja, regiões com elevados valores de compensações financeiras circunvizinhadas por regiões com baixa quantidade relativa aos dispositivos transformadores, sendo que esses *cluster* se apresentam principalmente nas regionais Leste e Sul, sendo as áreas de prioridade para esse tipo de investimento (que entra no segundo grupo de investimento, os de prevenção). Quanto às variáveis de causa das interrupções, as de origem operacionais apresentaram *clusters* AA nas regionais Sudoeste, Norte, Nordeste e Leste, enquanto a de origem em causas climáticas apresentaram arranjos espaciais AA nas regiões Nordeste, Centro-Oeste e Sudoeste, não existindo padrões espaciais muito comuns entre as duas causas de interrupções.

Em geral, os resultados apresentados nesse trabalho apresentam duas tendências para a melhoria da qualidade da energia elétrica e redução do montante pago em compensações financeiras, que são investimentos com objetivos corretivos e investimentos preventivos. A primeira é um conjunto de investimentos destinados às áreas onde ocorrem um maior volume de pagamento de compensações financeiras, que consiste na aquisição de equipamentos de automatização que visem reduzir, em um curto período de tempo, as interrupções de causas

temporária, com um isolamento apenas dos segmentos com problema, mantendo a distribuição no restante do sistema. A segunda tendência consiste nos investimentos de revisão do sistema de distribuição, com reparos e melhorias de dispositivos de rede, visando principalmente o não sucateamento do sistema. Porém, é necessário destacar, que esta revisão não resulta em uma redução imediata do valor a ser pago em compensações financeiras, pois possui um caráter de prevenção do sistema.

Além das duas tendências, foi possível observar que, em termos espaciais, a questão das compensações financeiras se concentra em uma região de grande atividade econômica, com predominância do agronegócio e nas regiões do Nordeste Goiano e do Entorno do Distrito Federal, onde tradicionalmente não ocorrem investimentos, por um baixo apelo econômico e por conflitos de competências da administração pública respectivamente.

Portanto, é importante destacar, que o gasto em grande proporção com investimentos, possuem uma maior viabilidade apenas nas regiões que pagaram mais compensações financeiras, que em grande parte se concentram nessas duas regiões do estado de Goiás (Sudoeste e Entorno do Distrito Federal), assim como, são nelas que também se concentram os *clusters* AA para as compensações financeiras. De modo que, investir nessas localidades indica a possibilidade da melhoria de uma região gerar externalidades positivas nas regiões vizinhas, aumentando a eficiência dos investimentos (principalmente os de religadores). Assim, o trabalho recomenda que a maior destinação de recursos, deve se concentrar primeiramente nas regiões onde há arranjos espaciais AA, aproveitando a probabilidade de sinergia nas regiões circunvizinhas. Além disso, foi apresentado que o maior retorno dos investimentos em automação dos sistemas de rede, de acordo com os resultados do MRQ, está nas regiões com maiores problemas, o que é o principal fator que caracteriza esses *clusters*.

De tal modo, essa pesquisa é um importante passo para o estudo da questão das compensações financeiras por transgressão do limite dos indicadores de continuidade dos serviços de distribuição de energia elétrica, mas é importante destacar que mesmo com a sua grande abrangência, trata-se de um estudo inédito e ainda há uma grande fronteira do conhecimento a serem desenvolvidos. Como trabalhos futuros, podem ser realizados estudos específicos para a questão do efeito transbordamento nas regiões circunvizinhas, com a aplicação de modelos econométricos espaciais de maior complexidade, do mesmo modo, é possível aplicar análises sob os métodos da econometria clássica para o estudo das compensações financeiras em específico para cada regional da Celg, conferindo assim, políticas específicas a cada regional o que tende a aumentar a eficácia na redução do valor pago em compensações financeiras.

APÊNDICE A – Matriz de correlação das variáveis para os modelos

Este apêndice apresentará a matriz de correlação das variáveis explicativas dos modelos econométricos, que foram apresentados neste trabalho, constituindo-se de uma das principais ferramentas utilizadas para a definição dos modelos e evitar uma má especificação desse.

Em análises econométricas multivariadas (em modelos de regressão linear), tem como objetivo analisar o comportamento das variáveis observadas e qual a relação está presente entre elas. Em geral, os modelos visam apresentar a relação de resposta entre uma variável dependente Y_i e as variáveis explicativas X_i , e espera-se que a medida que aumente a quantidade de variáveis explicativas, o modelo tenha um maior grau da explicação da variável de interesse. Porém, esse grau de explicação do modelo pode tanto estar relacionado a um aumento real do grau de explicação da variável dependente, quanto à existência um nível elevado de dependência entre as variáveis explicativas, ocorrendo o problema da multicolinearidade (MILOCA & CONEJO, 2013).

Fora utilizado como parâmetros para a análise da correlação das variáveis dependentes as definições apresentadas na tabela A.1, a seguir:

Tabela A.1 – Os níveis de correlação entre as variáveis

Coeficiente de correlação	Força de associação
(+/-)0,91 - (+/-)1,00	Muito Forte
(+/-)0,71 - (+/-)0,90	Alta
(+/-)0,41 - (+/-)0,70	Moderada
(+/-)0,21 - (+/-)0,40	Pequena, mas definida
(+/-)0,01 - (+/-)0,20	Leve, quase imperceptível

Fonte: Ströher (2015).

Quanto aos critérios apresentados na tabela A.1, para presente artigo foi adotado os mesmos padrões apresentados por Ströher (2015), nos quais foram considerados suspeitas todas as correlações que apresentaram um valor maior que 0,20, sendo esses valores destacados na forma de negrito na tabela A.2 a seguir.

Tabela A.2 – Matriz de correlação das variáveis explicativas

	lx2	lpx10	lpfusiv	lpfaca	lpx13	lpx19	lpx16	lpx22	lf1	lf2	lf3
lx2	1,0000										
lpx10	0,0328	1,0000									
lpfusiv	0,2040	0,5546	1,0000								
lpfaca	0,0843	0,5195	0,7144	1,0000							
lpx13	0,2913	0,4530	0,9369	0,6960	1,0000						
lpx19	-0,0711	0,2427	0,3812	0,7026	0,3873	1,0000					
lpx16	0,0208	0,1521	0,3276	0,6325	0,4099	0,5636	1,0000				
lpx22	-0,0786	0,1953	0,3792	0,6921	0,4077	0,9233	0,6261	1,0000			
lf1	0,2606	-0,0651	-0,1504	-0,2596	-0,1676	-0,2780	-0,3083	-0,3191	1,0000		
lf2	0,0853	-0,0176	-0,0175	-0,0444	-0,0117	-0,0588	-0,0515	-0,0635	0,2683	1,0000	
lf3	-0,0110	0,0001	-0,0069	-0,0054	-0,0077	-0,0056	-0,0035	-0,0064	0,0498	0,0592	1,0000
lf4	0,1451	-0,0583	-0,2051	-0,2455	-0,2614	-0,2383	-0,2893	-0,2825	0,6183	0,2136	0,0521
lf5	0,0843	-0,0431	-0,1895	-0,1967	-0,2494	-0,1794	-0,2279	-0,2139	0,4766	0,1648	0,0657
lf6	0,2338	-0,0563	-0,1541	-0,2200	-0,1748	-0,2285	-0,2602	-0,2667	0,5884	0,2735	0,0490
lf7	0,0419	-0,0459	-0,2092	-0,2057	-0,2815	-0,1872	-0,2440	-0,2240	0,4446	0,1553	0,0315
lf8	0,0202	-0,0052	0,0053	-0,0138	0,0071	-0,0262	-0,0204	-0,0265	0,1556	0,2333	0,0859
lf9	0,1358	-0,0178	-0,0011	-0,0233	0,0195	-0,0457	-0,0146	-0,0417	0,1774	0,2808	0,0660

	lf4	lf5	lf6	lf7	lf8	lf9
lf4	1,0000					
lf5	0,5672	1,0000				
lf6	0,5666	0,4429	1,0000			
lf7	0,5813	0,5058	0,4874	1,0000		
lf8	0,1480	0,1311	0,1603	0,0985	1,0000	
lf9	0,1249	0,1097	0,2225	0,0537	0,2135	1,0000

Fonte: elaboração própria com resultados da pesquisa.

A partir da análise da correlação das possíveis variáveis dependentes (valores em negrito na tabela A.2), é que foi definido o modelo que deu prosseguimento a análise do presente artigo (equação 3.8).

ANEXO A – Os indicadores de continuidade individuais e coletivos

Neste anexo serão apresentados de forma detalhada a metodologia de cálculo de cada um dos indicadores de continuidade, individuais e coletivos. Iniciando pelos indicadores individuais

A.1 Indicadores de continuidade individuais

Os indicadores individuais de continuidade são aqueles que são apresentados nas faturas de energia elétrica para cada UC ou ponto de conexão³⁰, isto é, as interrupções registradas especificamente para uma casa, um comércio, uma indústria, e outros tipos de consumidores. As definições desses indicadores estão no Módulo 8 do PRODIST da ANEEL, sendo que esta metodologia não foi alterada para os anos em análise por esse trabalho que são os de 2014, 2015 e 2016, que são regulamentados na questão da continuidade por meio da quarta, sexta e sétima revisão desse módulo, as quais abrangem juntas uma vigência de 01/12/2012 a 31/12/2016. Esses indicadores se referem às interrupções, quanto à sua duração, frequência, duração máxima e ocorrência em Dias Críticos³¹, e são apresentados abaixo, conforme o Módulo 8 do PRODIST vigente a este período de análise do presente trabalho.

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (A.1)$$

$$FIC = n \quad (A.2)$$

$$DMIC = t(i)_{max} \quad (A.3)$$

$$DICRI = t_{crítico} \quad (A.4)$$

Onde:

DIC = Duração de Interrupção Individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimo de hora;

³⁰ Ponto de conexão é definido no módulo 1 do PRODIST (vigente a partir de 01/03/2016) como um conjunto de equipamentos destinados a realizar a conexão na fronteira entre as instalações da acessada e do acessante, isto é, a concessionária e a unidade consumidora.

³¹ O dia crítico é um dia em que a quantidade de ocorrências emergenciais, em um determinado conjunto de unidades consumidoras, supera a média acrescida de três desvios padrões de valores diários. A média e o desvio padrão a serem usados serão os relativos aos 24 (vinte e quatro) meses anteriores ao ano em curso, incluindo os dias críticos já identificados (ANEEL, 2016b).

FIC = Frequência de Interrupção Individual por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em número de interrupções;

DMIC = Duração Máxima de Interrupção Contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

DICRI = Duração da Interrupção Individual Ocorrida em Dia Crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

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

n = 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, verificada no período de apuração;

$t(i)_{max}$ = valor correspondente ao tempo da duração máxima de interrupção contínua (i), no período de apuração, verificada na unidade consumidora considerada, expresso em horas e centésimo de horas;

$t_{critico}$ = duração da interrupção ocorrida em Dia Crítico.

É importante destacar que os indicadores individuais são calculados para períodos mensais, trimestrais e anuais, com exceção do DICRI, que é apurado sempre que ocorra um Dia Crítico.

Nesta subseção foi apresentado os indicadores de continuidade individuais DIC, FIC, DMIC e DICRI, enquanto na seção seguinte serão apresentados os dois indicadores de continuidade por conjunto de unidades consumidoras (indicadores coletivos), e as exceções de que se aplicam tanto ao cálculo dos indicadores individuais como aos coletivos.

A.2 Indicadores de continuidade de conjuntos de unidades consumidoras.

Os indicadores de continuidade coletivos também estão definidos no Módulo 8 do PRODIST, e não sofreram alterações na sua metodologia de mensuração nas revisões do módulo que estiveram em vigência entre o período de 01/01/2014 a 31/12/2016. Sendo calculados para os conjuntos de unidades consumidoras, os indicadores de duração e frequências equivalentes para as interrupções do fornecimento de energia elétrica, conforme será apresentado a seguir:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} DIC(i)}{Cc} \quad (A.5)$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} FIC(i)}{Cc} \quad (A.6)$$

Onde:

DEC = Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, expressa em horas e centésimo de hora;

FEC = Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, expressa em número de interrupções e centésimo do número de interrupções;

i = Índice de unidades consumidoras atendidas em Baixa Tensão – BT ou Média Tensão – MT faturadas do conjunto;

Cc = Número total de unidade consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em BT ou MT.

Assim como nos indicadores individuais, a periodicidade de cálculo dos indicadores DEC e FEC são mensais, trimestrais e anuais. Porém ao contrário dos indicadores apresentados nas equações (1) a (4), os indicadores das equações (5) e (6) possuem uma metodologia própria para a sua mensuração em períodos trimestrais e anuais.

O módulo 8 do PRODIST, vigente de 01/01/2016 a 31/12/2016, apresenta a metodologia de cálculo dos indicadores DEC e FEC , conforme será apresentado a seguir:

$$DEC_{trimestral} = \frac{\sum_{n=1}^3 [DEC_n * Cc_n]}{Cc_{med-trim}} \quad (A.7)$$

$$FEC_{trimestral} = \frac{\sum_{n=1}^3 [FEC_n * Cc_n]}{Cc_{med-trim}} \quad (A.8)$$

$$DEC_{anual} = \frac{\sum_{n=1}^{12} [DEC_n * Cc_n]}{Cc_{med-anual}} \quad (A.9)$$

$$FEC_{anual} = \frac{\sum_{n=1}^{12} [FEC_n * Cc_n]}{Cc_{med-anual}} \quad (A.10)$$

Onde:

DEC_n = Valor mensal do DEC apurado no mês n ;

FEC_n = Valor mensal do FEC apurado no mês n ;

$DEC_{trimestral}$ = Valor do DEC no período de apuração trimestral;

$FEC_{trimestral}$ = Valor do FEC no período de apuração trimestral;

DEC_{anual} = Valor do DEC no período de apuração anual;

FEC_{anual} = Valor do FEC no período de apuração anual;

Cc_n = Número de unidades consumidoras do conjunto faturadas e atendidas em BT ou MT informado no mês n ;

$Cc_{med-trim}$ = Média de aritmética do número de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT, faturadas no período trimestral;

$Cc_{med-anual}$ = Média de aritmética do número de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT, faturadas no período anual.

Uma questão importante a ser destacada, consiste no fato de que não são todas as interrupções que entrarão no cálculo dos indicadores de continuidade apresentados até o presente momento. De acordo com a ANEEL (2016b) no módulo 8 do PRODIST, vigente entre 01/01/2016 a 31/12/2016, são exceções ao cálculo desses indicadores da continuidade às interrupções com as seguintes causas:

- i. Falhas nas instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros;
- ii. Interrupções decorrentes de obras de interesse exclusivo do consumidor e que afete somente a unidade consumidora do mesmo;
- iii. Interrupção em Situação de Emergência;
- iv. Suspensão por inadimplemento do consumidor ou por deficiência técnica e/ou de segurança das instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros, previstas em regulamentação;
- v. Vinculadas a programas de racionamento instituídos pela União;
- vi. Ocorridas em Dia Crítico;
- vii. Oriundas de atuação de Esquema Regional de Alívio de Carga estabelecido pelo ONS (ANEEL, 2016b, p. 44).

Essas exceções estão relacionadas aos indicadores DIC, FIC, DMIC, DEC e FEC. Sendo que o indicador de continuidade DICRI é calculada a partir da “vi” causa, ou seja, os Dias Críticos. E embora não entrem no cálculo do DEC e FEC, a ANEEL exige que lhe seja enviado os dados referentes a essas causas sob a forma dos seguintes indicadores:

- i. Dec_{ine} e FEC_{ine} , são aqueles que abrangem as interrupções de origem interna ao sistema de distribuição, não programada e ocorrida em situação de emergência.
- ii. DEC_{inc} e FEC_{inc} , abrangendo as interrupções de origem interna ao sistema de distribuição, não programada, ocorrida em Dia Crítico e não ocorrida nas situações descritas
- iii. DEC_{ino} e FEC_{ino} são os indicadores que abrangem as interrupções de origem interna ao sistema de distribuição, não programada e ocorrida em programas de racionamento e em esquemas de alívio de tensão.
- iv. DEC_{ipc} e FEC_{ipc} calculados a partir de interrupções de origem interna ao sistema de distribuição, que foram programadas e ocorridas em dias críticos.
- v. DEC_{xpc} e FEC_{xpc} são calculados a partir das interrupções de origem externa ao sistema de distribuição, programadas e ocorridas em dias críticos.
- vi. DEC_{xnc} e FEC_{xnc} são calculadas pelas interrupções ocorridas por motivos externos ao sistema de distribuição, que não foram programadas e ocorreram em dias críticos (ANEEL, 2016b, p. 76).

Além dos indicadores de continuidade individuais e coletivos, ainda existem os indicadores globais. Porém esses não serão abordados por meio desse trabalho, visto que não estão diretamente relacionados às compensações financeiras.

ANEXO B – Os Conjuntos elétricos da Celg por regional

Neste anexo estão as definições geográficas das sub-regionais da Celg, com a apresentação por meio da figura A.1, do mapa com as divisões geográficas e o Quadro A.1 com os respectivos conjuntos pertencentes a cada uma dessas regionais.

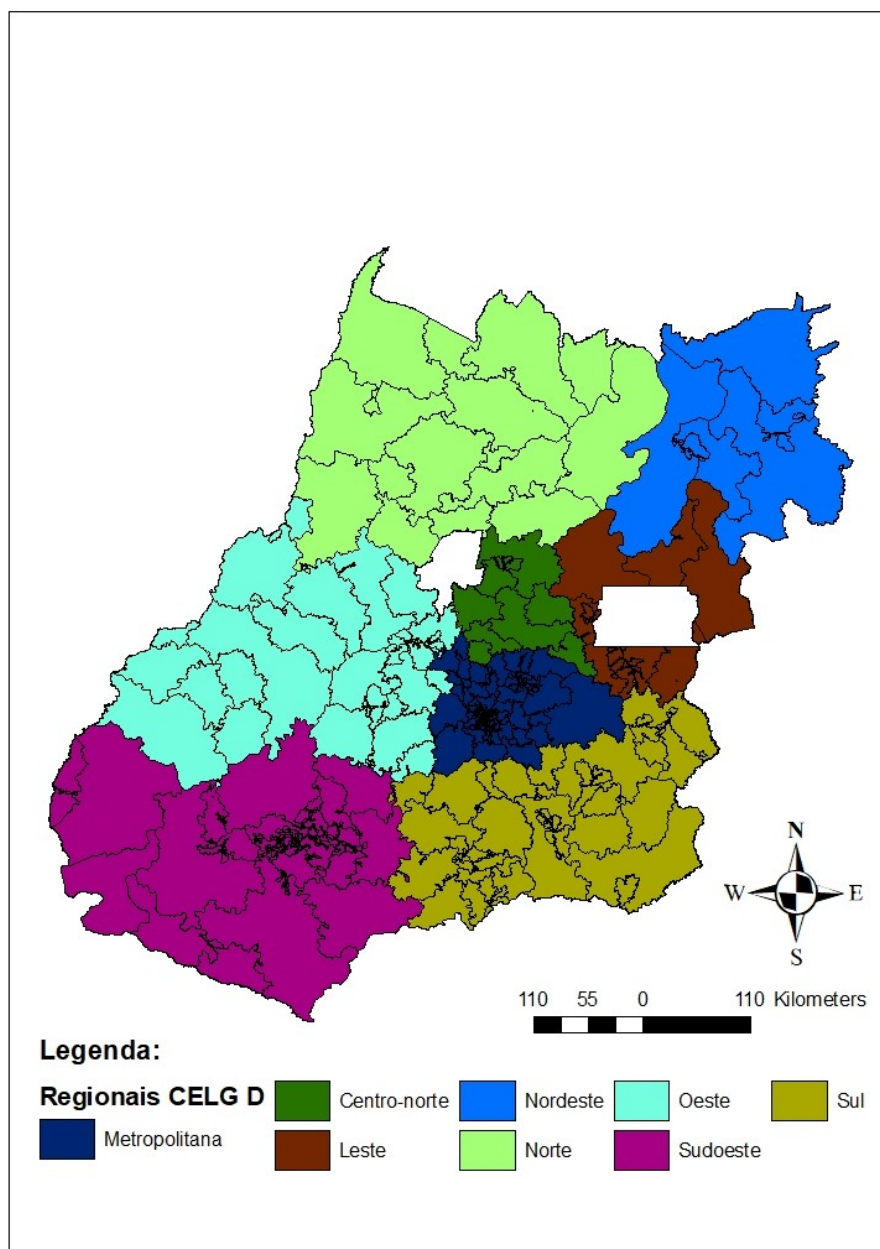


Figura A.1 – Regionais Celg.

Fonte: elaboração própria com dados da pesquisa.

Quadro A.1 – Nome dos conjuntos elétricos da Celg por regional.

(continua)

1 – Metropolitana	REAL S2	RUBIATABA
AEROPORTO S1	SENADOR CANEDO	SANTA TEREZINHA
AEROPORTO S2	VIANÓPOLIS	SÃO MIGUEL DO ARAGUAIA
AEROPORTO S3	2 - Centro Norte	SERRA DO OURO
ANÁPOLIS UNIVERSITÁRIO S1	ALEXANIA	6 - Oeste
ANÁPOLIS UNIVERSITÁRIO S2	CORUMBÁ	ANICUNS
ANHANGUERA	FAB. CIM. ITAU	ARACU
ATLÂNTICO S1	GOIANÉSIA S1	ARAGARCAS
ATLÂNTICO S2	GOIANÉSIA S2	ARENÓPOLIS
ATLÂNTICO S3	JARAGUÁ	ARUANA
BELA VISTA S1	PETROLINA	BOM JARDIM
BELA VISTA S2	SÃO FRANCISCO DE GOIÁS	BRITÂNIA
CAMPINAS S1	3 – Leste	CAIAPÔNIA
CAMPINAS S2	ÁGUAS LINDAS DE GOIÁS S1	CEZARINA
CARAJÁS	ÁGUAS LINDAS DE GOIÁS S2	FIRMINÓPOLIS S1
CEPAIGO S1	ITQUIRA	FIRMINÓPOLIS S2
CEPAIGO S2	MARAJOARA	GOIÁS
DAIA S1	PACAEMBU	IPORÁ
DAIA S2	PADRE BERNARDO	ITABERAI S1
FERROVIÁRIO S1	PAMPLONA	ITABERAI S2
FERROVIÁRIO S2	PLANALTINA	ITAPURANGA
FERROVIÁRIO S3	RIO VERMELHO	JUSSARA
GOIÂNIA LESTE S1	4 – Nordeste	MATRINCHA
GOIÂNIA LESTE S2	FLORES DE GOIÁS	PALESTINA
GOIÂNIA LESTE S3	IACIARA S1	PALMEIRAS
GOIÂNIRA	IACIARA S2	PIRANHAS
GOYA S1	SÃO DOMINGOS	SÃO LUIZ DOS MONTES BELOS
GOYA S2	SÃO JOÃO D ALIANCA	7 – Sudoeste
GUAPÓ	5 – Norte	ACREÚNA
INDEPENDÊNCIA S1	BARRO ALTO	CABRIUVA S1
INDEPENDÊNCIA S2	CAMPINORTE	CABRIUVA S2
INHUMAS S1	ITAPACI	CACHOEIRA ALTA
INHUMAS S2	MARA ROSA	CHAPADÃO DO CÉU
JUNDIAÍ S1	MINAÇU	ITAJÁ S1
JUNDIAÍ S2	MOZARLÂNDIA	ITAJÁ S2
MEIA PONTE	NIQUELÂNDIA	JATAÍ S1
NERÓPOLIS S1	NOVA CRIXAS	JATAÍ S2
NERÓPOLIS S2	NOVO PLANALTO	JATAÍ S3
REAL S1	PORANGATÚ	PARQUE DAS EMAS

(continuação)

7 - Sudoeste (continuação)	CALDAS NOVAS S1	ITUMBIARA VELHA S1
QUIRINÓPOLIS	CALDAS NOVAS S2	ITUMBIARA VELHA S2
RIO CLARO	CAMPO ALEGRE DE GOIÁS	MORRINHOS
RIO DOS BOIS	CATALÃO S1	PARANAÍBA
RIO VERDE S1	CATALÃO S2	PIRACANJUBA
RIO VERDE S2	CRISTALINA S1	PIRES DO RIO S1
SANTA HELENA S1	CRISTALINA S2	PIRES DO RIO S2
SANTA HELENA S2	CRISTIANÓPOLIS	PONTALINA
SANTA RITA DO ARAGUAIA	EDÉIA	ROCHEDO
8 – Sul	GOIATUBA S1	SERRA DE CALDAS
ALTO BURITI	GOIATUBA S2	URUTAÍ
BOM JESUS DE GOIÁS	IPAMERI	VICENTINÓPOLIS
CACHOEIRA DOURADA	ITUMBIARA NOVA	

Fonte: ANEEL (2017c).

ANEXO C – Aspectos físicos do estado de Goiás

Neste anexo estão os mapas dos recursos hídricos e de uso do solo do Estado de Goiás, os quais estão disponíveis na forma de Shapefile no Sistema Estadual de Geoinformação – SIEG (2006). Esses mapas são destinados a complementar as análises do Capítulo 4, assim são apresentadas a seguir as Figuras A.2, A.3 e A.4.

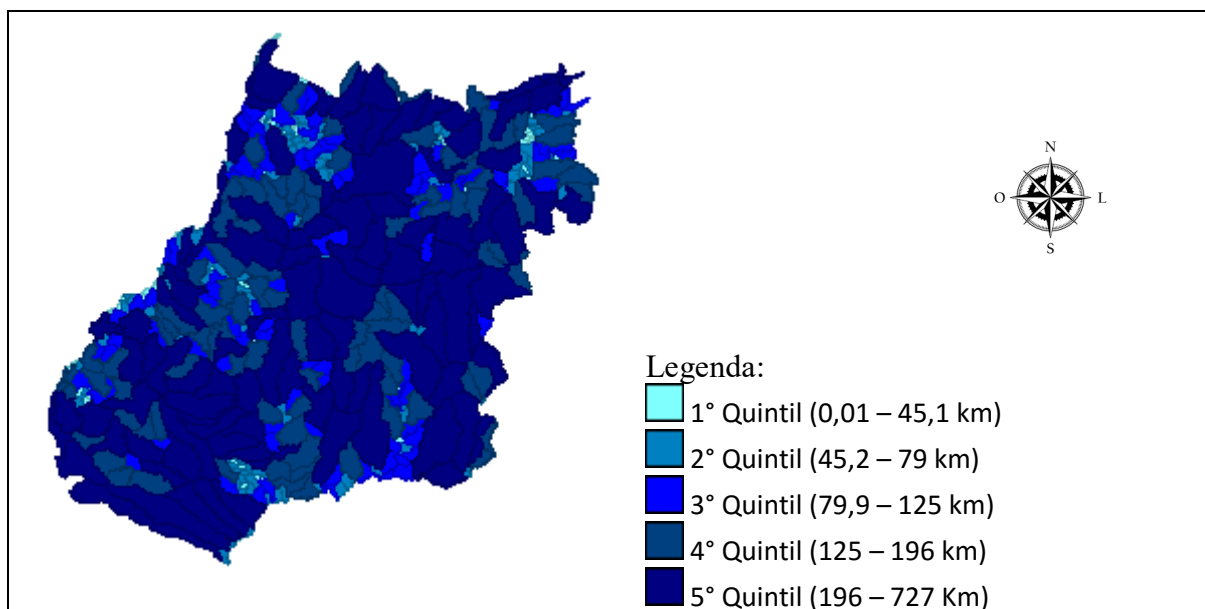


Figura A.2 – Quintil do perímetro hidrográfico do estado de Goiás, em km

Fonte: Sistema Estadual de Geoinformação – SIEG (2006).

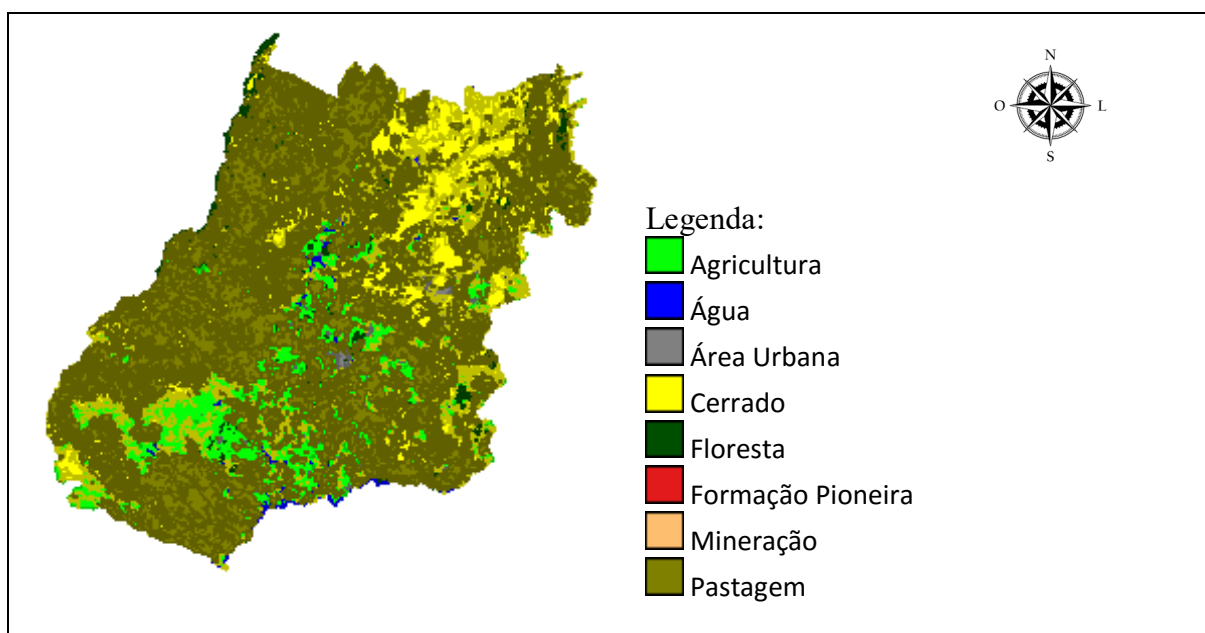


Figura A.3 – Uso do solo goiano

Fonte: Sistema Estadual de Geoinformação – SIEG (2006).

Na Figura A.4 são apresentadas as mesmas informações presentes na Figura A.3, porém com destaques para cada uma das informações, com exceção para as regiões de mineração e de formação pioneira que apresentaram poucas, não possuindo uma representatividade espacial. Também é importante destacar, que a Figura A.2 apresenta informações diferentes do mapa de concentração espacial da água presente nas Figuras A.3 e A.4, pois no primeiro apresenta apenas os comprimentos dos segmentos da bacia hidrográfica, enquanto os outros dois apresentam uma informação de concentração do volume de água dessa bacia hidrográfica.

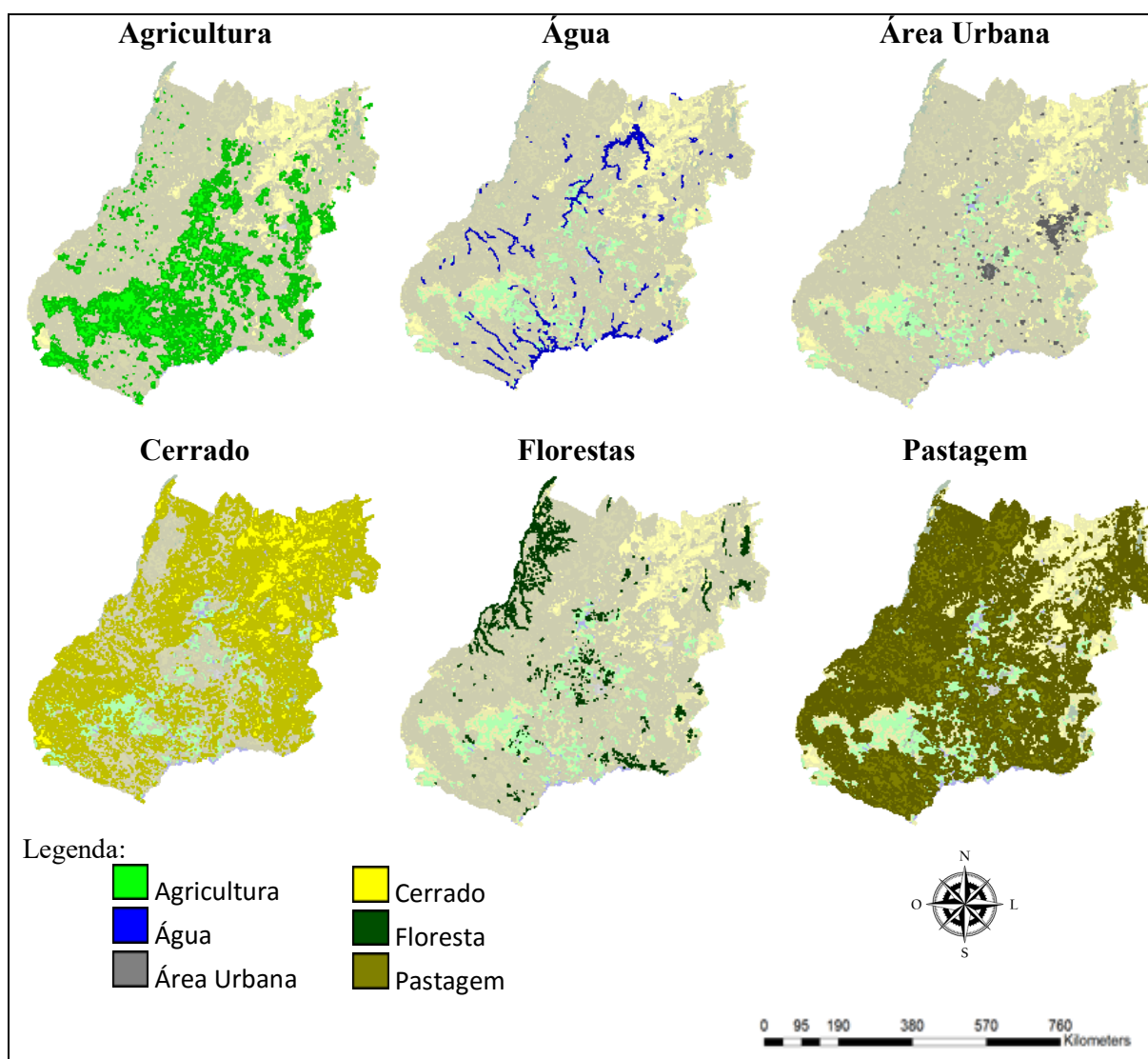


Figura: A.4 – Detalhamento da Figura A.3

Fonte: Sistema Estadual de Geoinformação – SIEG (2006).