



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Jyvago Castello Branco Soares Terceiro

**Metodologia Alternativa para a Definição de Limites de Indicadores de
Continuidade de Conjuntos de Unidades Consumidoras de Empresas de
Distribuição de Energia Elétrica**

Florianópolis
2024

Jyvago Castello Branco Soares Terceiro

Metodologia Alternativa para a Definição de Limites de Indicadores de Continuidade de Conjuntos de Unidades Consumidoras de Empresas de Distribuição de Energia Elétrica

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina para obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Diego Issicaba, PhD.

Florianópolis
2024

Ficha catalográfica gerada por meio de sistema automatizado gerenciado pela BU/UFSC.
Dados inseridos pelo próprio autor.

Terceiro, Jyvago Castello Branco Soares
Metodologia Alternativa para a Definição de Limites de
Indicadores de Continuidade de Conjuntos de Unidades
Consumidoras de Empresas de Distribuição de Energia
Elétrica / Jyvago Castello Branco Soares Terceiro ;
orientador, Diego Issicaba, 2024.
120 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa
Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2024.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Qualidade do Serviço. 3.
Indicadores de Continuidade. 4. Distribuição de Energia
Elétrica. 5. Conjuntos de Unidades Consumidoras. I.
Issicaba, Diego. II. Universidade Federal de Santa
Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.
III. Título.

Jyvago Castello Branco Soares Terceiro

Metodologia Alternativa para a Definição de Limites de Indicadores de Continuidade de Conjuntos de Unidades Consumidoras de Empresas de Distribuição de Energia Elétrica

O presente trabalho em nível de mestrado foi avaliado e aprovado por banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Rubiara Cavalcante Fernandes, Dr.
Instituto Federal de Santa Catarina

Prof. Leonardo Elzeire Bremermann, Ph.D.
Universidade Federal de Santa Catarina

Cristiano da Silva Silveira, M.Sc.
Daimon Engenharia e Sistemas

Certificamos que esta é a **versão original e final** do trabalho de conclusão que foi julgado adequado para obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica.

Telles Brunelli Lazzarin
Coordenador do Programa de
Pós-Graduação

Prof. Diego Issicaba, PhD.
Orientador

Florianópolis, 2024.

Este trabalho é dedicado a todos que de alguma forma,
direta ou indireta, me ajudaram a chegar até aqui,
especialmente meu avô Zélio (*in memoriam*).
Te amo, vô!

AGRADECIMENTOS

Início este texto agradecendo a Deus pela força de ter conseguido chegar até aqui. Foi duro, porém gratificante.

Agradeço à minha família todo apoio, paciência e cuidado. Passamos por momentos difíceis no período pandêmico, com perdas irreparáveis de pessoas queridas, mas seguimos adiante e a parceria de vocês foi fundamental.

Agradeço ao meu avô, Zélio José Vila Nova Soares (*in memoriam*), homem forte, correto e que sempre esteve comigo em todos os momentos, sendo minha referência de vida. Vô, essa vitória é nossa! Aonde estiver, sei que estás feliz e orgulhoso.

Agradeço à minha vó, Socorro Castello Branco (*in memoriam*), e à minha mãe Christianne Castello Branco (*in memoriam*), que sempre foram apoio e vibraram intensamente com nossas conquistas.

Agradeço ao meu orientador Diego Issicaba pelo conhecimento compartilhado durante esse anos de trabalho e pela amizade, sempre me motivando e confiando no meu trabalho.

Agradeço aos amigos da UFSC e do SENAI/SC, pelos momentos de descontração e apoio profissional no meu início de jornada em Santa Catarina.

Agradeço aos amigos e colegas de trabalho da Celesc Distribuição S.A. por proporcionarem momentos enriquecedores que me fizeram evoluir como profissional e foram essenciais para a realização deste trabalho.

Por fim, agradeço à banda Angra pela trilha sonora sempre inspiradora e pelos diversos shows que pude estar presente recarregando energias para seguir em frente. Carry on!

"É junto dos 'bão' que a gente fica 'mió'!"
Guimarães Rosa,
Grande Sertão Veredas.

RESUMO

O estabelecimento de limites dos indicadores de continuidade dos conjuntos elétricos das distribuidoras é o principal aspecto regulatório relacionado à qualidade de fornecimento de energia elétrica e tem impactos diretos na tarifa aplicada aos consumidores e nos investimentos dispendidos pelas empresas concessionárias nas redes elétricas de distribuição. Para a definição dos limites regulatórios dos indicadores coletivos, a Agência Nacional de Energia Elétrica utiliza a comparação entre os conjuntos elétricos das empresas distribuidoras como principal elemento para definição do *benchmarking* que é utilizado como a meta de desempenho a ser praticada ao fim do período do ciclo tarifário. Tendo em vista que o método de estabelecimento de limites regulatórios aplicado atualmente não leva em consideração características que impactam a gestão operacional dos conjuntos elétricos, este trabalho se propõe a realizar uma investigação dos possíveis ganhos que uma proposta de metodologia alternativa poderiam ofertar ao desempenho de qualidade de fornecimento e cumprimento regulatório dos níveis de qualidade dos conjuntos elétricos. Para a realização desta investigação, foi proposta uma metodologia baseada na classificação dos conjuntos elétricos segundo áreas de densidade de atendimento de mercado consumidor, com o fim de promover a realização uma comparação justa e que leve em consideração desafios operacionais dos conjuntos bem como facilidades de operação da rede elétrica de distribuição. Como resultado, obtém-se limites de qualidade de fornecimento que estejam mais condizentes com o nível de performance dos indicadores históricos dos conjuntos, que apoiam a exigência de melhoria contínua de forma a não onerar os consumidores sem a percepção real de melhora do fornecimento e incentivando a assertividade de investimentos, garantindo a sustentabilidade financeira das concessionárias de distribuição.

Palavras-chave: Indicadores de Continuidade. Conjuntos Elétricos. Qualidade do Serviço. Fornecimento de Energia Elétrica. Distribuição de Energia.

ABSTRACT

The establishment of limits on the continuity index of distributors' electrical sets is the main regulatory aspect related to the quality of electrical energy supply and has direct impacts on the tariff applied to consumers and on the investments spent by concessionary companies in the electrical distribution networks. To define the regulatory limits of collective indicators, the National Electric Energy Agency uses the comparison between the electrical sets of the distribution companies as the main element for defining the benchmarking which is used as the performance target to be practiced at the end of the tariff cycle period. Bearing in mind that the method of establishing regulatory limits currently applied does not take into account characteristics that impact the operational management of electrical sets, this work proposes to carry out an investigation of the possible gains that a proposed alternative methodology could offer to quality performance supply and regulatory compliance with the quality levels of electrical assemblies. To carry out this investigation, a methodology was proposed based on the classification of electrical sets according to consumer market service density areas, with the aim of promoting a fair comparison that takes into account operational challenges of the sets as well as ease of operation. of the electrical distribution network. As a result, a trajectory of supply quality limits is obtained that is more in line with the performance level of the historical indicators of the sets, which support the requirement for continuous improvement so as not to burden consumers without the real perception of improvement in the supply and encouraging assertive investment, ensuring the financial sustainability of distribution concessionaires.

Keywords: Continuity Index. Electrical Sets. Service Quality. Electricity Supply. Energy Distribution Systems.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Conjunto Tijucas - Celesc Distribuição S.A.	20
Figura 2 – Conjunto Paratibe I - Companhia Energética de Pernambuco (CELPE)	21
Figura 3 – Diagrama Unifilar de um Sistema Elétrico de Potência	24
Figura 4 – Sistema elétrico de média tensão da empresa Celesc Distribuição S.A.	26
Figura 5 – Distribuição de carga do mercado da Celesc Distribuição S.A.	27
Figura 6 – Registro de tornados e vendavais em Santa Catarina entre 1995 e 2019.	28
Figura 7 – Prejuízos no setor de energia e registros por estado entre 1995 e 2019	29
Figura 8 – Prejuízos no setor de energia por grupo de desastres para o Brasil e suas regiões entre 1995 e 2019.	30
Figura 9 – Indicador <i>System Average Interruption Duration Index</i> (SAIDI) apu- rado para 32 países europeu associados ao <i>Council of European Energy Regulators</i> (CEER)	41
Figura 10 – Indicador <i>System Average Interruption Frequency Index</i> (SAIFI) apu- rado para 32 países europeu associados ao CEER	42
Figura 11 – Estratificação das interrupções de longa duração	46
Figura 12 – Limites de Indicadores de Continuidade e valores apurados no Brasil	47
Figura 13 – Histórico da regulamentação brasileira pertinente à qualidade de fornecimento de energia elétrica.	48
Figura 14 – Histograma de densidades dos conjuntos elétricos de todas as distri- buidoras analisadas no estudo de P&D.	58
Figura 15 – Quantidade relativa de conjuntos da empresa Celesc-Dis considera- dos atípicos no terceiro CRTP.	74
Figura 16 – Quantidade relativa de conjuntos da empresa Celesc-Dis considera- dos atípicos no quinto CRTP.	74
Figura 17 – Mapa das altitudes e relevo de Santa Catarina.	75
Figura 18 – Conjuntos da Celesc Distribuição S/A (Celesc-Dis) que apresenta- ram dificuldades crônicas de atendimento aos limites de indicadores de continuidade entre 2017 e 2021.	77
Figura 19 – Mapa dos conjuntos da Celesc-Dis classificados segundo dificulda- des crônicas enfrentadas para atendimento aos limites de indicado- res de continuidade entre 2017 e 2021.	79
Figura 20 – Desempenho médio dos conjuntos da Celesc-Dis que possuem difi- culdades crônicas enfrentadas para atendimento aos limites de indi- cadores de continuidade entre 2017 e 2021.	82
Figura 21 – Investimentos anuais da Celesc-Dis entre 2016 e 2020.	84

Figura 22 – Comparação entre evolução dos indicadores DEC e FEC da Celesc-Dis e do Brasil de 2017 a 2020.	85
Figura 23 – Mapa do conjunto elétrico Roçado.	87
Figura 24 – Quadrículas sobrepostas à rede de Média Tensão (MT) e à localização das unidades consumidoras de um conjunto elétrico.	88
Figura 25 – Mapa do conjunto elétrico Roçado considerando áreas urbana e rural.	90
Figura 26 – Fluxograma da metodologia proposta.	92
Figura 27 – Áreas de densidade de um conjunto elétrico.	94
Figura 28 – Classificação de pré- <i>clusters</i> de conjuntos elétricos segundo áreas de densidade.	95
Figura 29 – Conjuntos elétricos brasileiros classificados segundo áreas de densidade.	97
Figura 30 – Tela inicial do simulador desenvolvido em ambiente <i>MATLAB</i>	98
Figura 31 – Conjuntos elétricos da distribuidora Celesc-Dis classificados após pré- <i>clusterização</i>	102
Figura 32 – Mapa do conjunto elétrico Caçador.	106
Figura 33 – Mapa do conjunto elétrico Divinópolis 1 da distribuidora CEMIG-D.	109
Figura 34 – Mapa do conjunto elétrico Cianorte da distribuidora COPEL-DIS.	110
Figura 35 – Indicadores e Limites para Áreas de Baixa Densidade - Celesc-Dis.	113

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Características técnicas gerais do sistema de distribuição da Celesc-Dis.	26
Tabela 2 – Atributos selecionados para a metodologia comparativa de definição de limites dos indicadores de continuidade Duração Equivalente de Interrupções por Unidade Consumidora (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupções por Unidade Consumidora (FEC).	63
Tabela 3 – Parâmetros do método dinâmico para os conjuntos elétricos.	65
Tabela 4 – Equações utilizadas para cálculo do ANI dos atributos selecionados para a metodologia comparativa.	68
Tabela 5 – Variação nos percentis a serem utilizados para conjuntos heterogêneos com base no <i>Score ANI</i>	69
Tabela 6 – Grupo de características desafiadoras para conjuntos da Celesc-Dis - 49 conjuntos caracterizados.	78
Tabela 7 – Desempenho médio do indicador DEC, em horas, segundo os grupos de características desafiadoras dos conjuntos.	80
Tabela 8 – Desempenho médio do indicador FEC, em interrupções, segundo os grupos de características desafiadoras dos conjuntos.	81
Tabela 9 – Atributos regulatórios do conjunto elétrico Roçado.	87
Tabela 10 – Quantidade de conjuntos elétricos classificados em cada <i>pré-cluster</i> de densidade de unidades consumidoras.	96
Tabela 11 – Quantidade de conjuntos elétricos da distribuidora Celesc-Dis classificados em cada <i>pré-cluster</i> de densidade de unidades consumidoras.	103
Tabela 12 – Quantidade de conjuntos elétricos da distribuidora Celesc-Dis que atenderam os limites regulatórios do indicador DEC.	103
Tabela 13 – Quantidade de conjuntos elétricos da distribuidora Celesc-Dis que atenderam os limites regulatórios do indicador FEC.	104
Tabela 14 – Quantidade de conjuntos elétricos de baixa densidade da distribuidora Celesc-Dis que atenderam os limites regulatórios do indicador DEC.	105
Tabela 15 – Quantidade de conjuntos elétricos de média densidade da distribuidora Celesc-Dis que atenderam os limites regulatórios do indicador DEC.	105
Tabela 16 – Atributos geoeletricos extraídos para o conjunto Caçador.	107
Tabela 17 – Desempenho histórico do conjunto Caçador entre os anos de 2013 e 2015.	107
Tabela 18 – Limite do indicador DEC do conjunto Caçador para o ano de 2016.	108

Tabela 19 – Conjunto alvo do <i>cluster</i> de DEC do conjunto Caçador quando aplicada a metodologia vigente da ANEEL.	108
Tabela 20 – Conjunto alvo do <i>cluster</i> de DEC do conjunto Caçador quando aplicado o modelo alternativo proposto.	110
Tabela 21 – Trajetória de limites de V1 a V8 do indicador DEC, em horas, para o conjunto Caçador calculados segundo metodologia ANEEL e metodologia proposta.	111
Tabela 22 – Limites e Performance do indicador DEC, em horas, para o conjunto Caçador entre os anos de 2017 e 2021.	111

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AP	Audiência Pública
AT	Alta Tensão
BDGD	Base de Dados Geográfica da Distribuidora
BT	Baixa Tensão
CAIDI	<i>Customer Average Interruption Duration Index</i>
CEER	<i>Council of European Energy Regulators</i>
Celesc-Dis	Celesc Distribuição S/A
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco
CEPED-UFSC	Centro de Estudos e Pesquisas de Desastres Naturais da Universidade Federal de Santa Catarina
CI	<i>Customer Interruptions</i>
CMI	<i>Customer Minutes Lost</i>
CP	Consulta Pública
CRTP	Ciclo de Revisão Tarifária Periódica
CTAIDI	<i>Customer Total Average Interruption Duration Index</i>
CTAIFI	<i>Customer Total Average Interruption Frequency Index</i>
DEA	<i>Data Envelopment Analysis</i>
DEC	Duração Equivalente de Interrupções por Unidade Consumidora
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
DICRI	Duração de Interrupção Individual ocorrida em Dia Crítico por Unidade Consumidora
DMIC	Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
END	<i>Energy Not Distributed</i>
ENS	<i>Energy Not Supplied</i>
FEC	Frequência Equivalente de Interrupções por Unidade Consumidora
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
MT	Média Tensão
NIEPI	<i>Número de interrupciones equivalente de la potencia instalada</i>
PeD	Pesquisa e Desenvolvimento
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária

REN	Resolução Normativa
SAIDI	<i>System Average Interruption Duration Index</i>
SAIFI	<i>System Average Interruption Frequency Index</i>
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SED	Subestação de Distribuição
SEP	Sistemas Elétricos de Potência
TIEPI	<i>Tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada</i>
UC	Unidade Consumidora

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	CONTEXTO E MOTIVAÇÃO	17
1.2	CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA	19
1.3	OBJETIVOS	21
1.4	ESTRUTURA DO DOCUMENTO	22
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	23
2.1	SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	23
2.1.1	Celesc Distribuição S.A.	25
2.2	REGULAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	31
2.3	AVALIAÇÃO DA QUALIDADE DO DESEMPENHO DE DISTRIBUIDORAS NO BRASIL	35
2.4	INDICADORES DE CONTINUIDADE DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA	36
2.4.1	Indicadores de Continuidade segundo o IEEE e CEER	37
2.4.2	Indicadores de Continuidade utilizados no Brasil	43
2.5	BREVE HISTÓRICO DA REGULAMENTAÇÃO DE DEFINIÇÃO DE LIMITES DE INDICADORES COLETIVOS DE CONTINUIDADE NO BRASIL	47
2.6	DISCUSSÕES ACERCA DO ESTADO DA ARTE	50
2.7	PROJETO DE P&D DESENVOLVIDO PELA CELESC-DIS	55
2.8	CONSIDERAÇÕES FINAIS	59
3	DESENVOLVIMENTOS E METODOLOGIA ALTERNATIVA	61
3.1	MODELO VIGENTE DE DEFINIÇÃO DE LIMITES DE INDICADORES DE COLETIVOS DE CONTINUIDADE	61
3.1.1	Seleção dos Atributos	62
3.1.2	Extração dos valores para os Atributos	63
3.1.3	Aplicação do Método Dinâmico	64
3.1.4	Avaliação dos Conjuntos Heterogêneos	67
3.1.5	Avaliação das Trajetórias de Redução Intensas	69
3.1.6	Análise das Contribuições da Sociedade	70
3.2	DISCUSSÕES ACERCA DO MODELO VIGENTE	70
3.2.1	Indícios de fragilidades do modelo vigente	71
3.2.2	Dificuldades crônicas no atendimento aos limites de DEC e FEC	75
3.2.3	Diferenças de características de atuação operacional dentro de um conjunto elétrico	85
3.3	PROPOSTA DE MODELO ALTERNATIVO À METODOLOGIA VIGENTE	91

3.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS	100
4	CASOS DE ESTUDO E DISCUSSÃO DE RESULTADOS	101
4.1	DEFINIÇÃO DOS CASOS DE ESTUDO	101
4.1.1	Caso de Estudo 1: Conjuntos Elétricos da distribuidora Celesc-Dis	101
4.1.2	Caso de Estudo 2: Áreas de densidade da distribuidora Celesc-Dis	112
4.2	CONSIDERAÇÕES FINAIS	114
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	116
5.1	CONCLUSÕES	116
5.2	SUGESTÕES DE TRABALHO FUTURO	117
	REFERÊNCIAS	118

1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo, são apresentados o contexto, a motivação, as questões de pesquisa, os objetivos e a estrutura do trabalho desenvolvido.

1.1 CONTEXTO E MOTIVAÇÃO

O movimento de privatização do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), executado entre os anos 90 e 2000 como parte da transição econômica do Brasil e do modelo de crescimento impulsionado pelo Estado, teve como objetivo atender a necessidade de melhora de produtividade e redução dos custos do setor de serviços públicos através do aumento de eficiência. Nesse contexto, desde essa época tanto o Estado, através do órgão regulador de energia elétrica, quanto as empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica, vêm buscando meios para aprimorar a qualidade de energia no país.

O início da regulação brasileira relacionada à qualidade de fornecimento de energia se deu há 45 anos, quando em 1978 foi editada pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) a Portaria nº 046/1978. Este regulamento representou o início do processo de quantificação de métricas de desempenho das distribuidoras, sob o aspecto de continuidade, e, pela primeira vez, foram estabelecidos limites para indicadores de fornecimento de conjuntos de unidades consumidoras de algumas distribuidoras (NETO, 2012). No entanto, dado o contexto de busca de melhoria da continuidade de fornecimento e considerando que esse regramento não foi implementado em todo o país, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) emitiu em 27 de janeiro de 2000 a Resolução Normativa (REN) nº 024/2000 (ANEEL, 2000) estipulando novos critérios de qualidade de serviço de distribuição, representando um marco na regulação do SEB.

De acordo com NETO (2012), a REN nº 024/2000 estabeleceu um novo modelo de gestão dos indicadores de qualidade relacionados à duração e à frequência das interrupções de fornecimento de energia, determinando procedimento específico para definição de limites para os indicadores coletivos de qualidade do serviço de distribuição, assim como penalidades por descumprimento desses limites. Face às medidas implementadas no SEB, diversos dispositivos regulatórios e legais foram modificados, assim como direcionamentos e novos planos estratégicos das empresas de distribuição foram criados.

A metodologia para a definição dos limites regulatórios dos indicadores coletivos de continuidade, proposta inicialmente por TANURE (2000), passou por aprimoramentos ao longo dos anos, resultando no método vigente definido após a Audiência Pública (AP) nº 029/2014, a qual foi aplicada a todas as concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica a partir do quarto Ciclo de Revisão Tarifária Periódica

(CRTP). A premissa básica da metodologia é que conjuntos elétricos semelhantes devem apresentar desempenhos equivalentes e sua aplicação se dá por meio do modelo conceitual *Yardstick Competition*, onde os padrões e metas dos indicadores de continuidade são ajustados em função da comparação entre distribuidoras (TANURE, 2000). Nesse contexto, a metodologia tem como base técnicas de agrupamentos, ou formação de *clusters*, de modo que os conjuntos semelhantes são classificados observando-se características físico-elétricas similares a partir de uma relação de atributos para a sua representação. Essa relação de atributos é vinculada ao conceito de conjunto de Unidade Consumidoras (UCs) que, de modo geral, representa uma subestação de distribuição com primário em nível de alta tensão e secundário em média tensão.

Entretanto, a caracterização predominantemente elétrica dada pela área de atuação de uma subestação de distribuição, além de ter reflexo direto na construção dos atributos que representarão o conjunto de UCs, pode ocultar áreas cujos atendimentos às ocorrências emergenciais por parte da distribuidora são completamente díspares entre si (SILVEIRA *et al.*, 2023a). Considerando então o cenário de atuação do setor de distribuição de energia ocorrer em formato de monopólio natural e em diversas áreas com múltiplas complexidades operacionais, tem-se observado diferenças de desempenho de indicadores de qualidade entre conjuntos com representações de atributos semelhantes, o que tem ido de encontro com a premissa básica inicial e sugere a existência de interesse na realização de estudos complementares, com vistas a elucidar diferenças de complexidade de atendimento em diferentes áreas de concessão das distribuidoras.

Diversos órgãos reguladores ao redor do mundo utilizam indicadores de avaliação da qualidade do fornecimento semelhantes aos utilizados no Brasil. No entanto, no âmbito internacional, o enfoque da regulação de qualidade de fornecimento prioriza a qualidade de fornecimento individual aos consumidores, determinando políticas de penalidades às distribuidoras por violação de limites de indicadores de continuidade individuais, onde os consumidores recebem compensações financeiras devido à inadequada qualidade de serviço prestado. Além disso, a regulação internacional no âmbito da continuidade do fornecimento revela o estabelecimento de índices de qualidade mais rígidos em áreas onde o atendimento tem condições mais favoráveis, como por exemplo, onde há maior densidade de consumidores (CEER, 2022; PÉREZ, 2017).

Nesse sentido, encontra-se na literatura pesquisas acadêmicas e trabalhos de Pesquisa e Desenvolvimento (PeD) fomentados por agentes do SEB avaliando o aprimoramento da regulação da qualidade do serviço. No trabalho de TANURE *et al.* (2006), propôs-se inicialmente a utilização da técnica de *clusterização e Data Envelopment Analysis* (DEA) para a definição dos limites de indicadores de continuidade, enquanto que NETO (2012) propôs um sistema multivariável baseado em lógica *fuzzy* para o mesmo objetivo. Mais recentemente, COSTA *et al.* (2015) propuseram uma análise es-

estatística contemplando teste de hipóteses, teoria de regressão linear e simulações de Monte Carlo para avaliar o modelo de *benchmarking* utilizado pela ANEEL, enquanto que COSTA *et al.* (2023) demonstraram que o uso de restrições de peso em modelos DEA encontrou limitações substanciais nas estimativas de eficiência. DELAVECHIA *et al.* (2022) realizaram uma análise de sensibilidade de parâmetros estatísticos para a definição de atributos físico-elétricos que caracterizam conjuntos de UCs. De modo disruptivo ao que é utilizado pela ANEEL atualmente, SILVEIRA *et al.* (2023) realizaram um estudo abrangente da regulação internacional de qualidade do fornecimento e, baseado na mesma premissa da técnica de *clusterização*, propuseram uma nova definição de conjuntos elétricos baseado em atributo único de densidade de UCs por área geográfica do conjunto, que traz atrelada consigo características técnicas, econômicas e socioambientais da área de atuação da distribuidora.

Além das pesquisas e trabalhos verificados na literatura, destaca-se o recente interesse do órgão regulador brasileiro no aprimoramento da regulamentação que define a metodologia para o estabelecimento de limites dos indicadores de continuidade dos conjuntos elétricos das distribuidoras, demonstrado através do processo de participação pública da ANEEL, a Tomada de Subsídio (TS) nº 022/2021, ocorrido em 2021. Considerando que a TS consiste no momento inicial de estudo e prospecção por parte das Superintendências da ANEEL, no qual se dá a coleta de dados e informações sobre tema de interesse da Agência, para posterior implementação de aprimoramento regulatório, fica evidenciada a relevância do tema para o SEB e a expectativa para uma discussão setorial sobre o tema entre todos os agentes.

1.2 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA

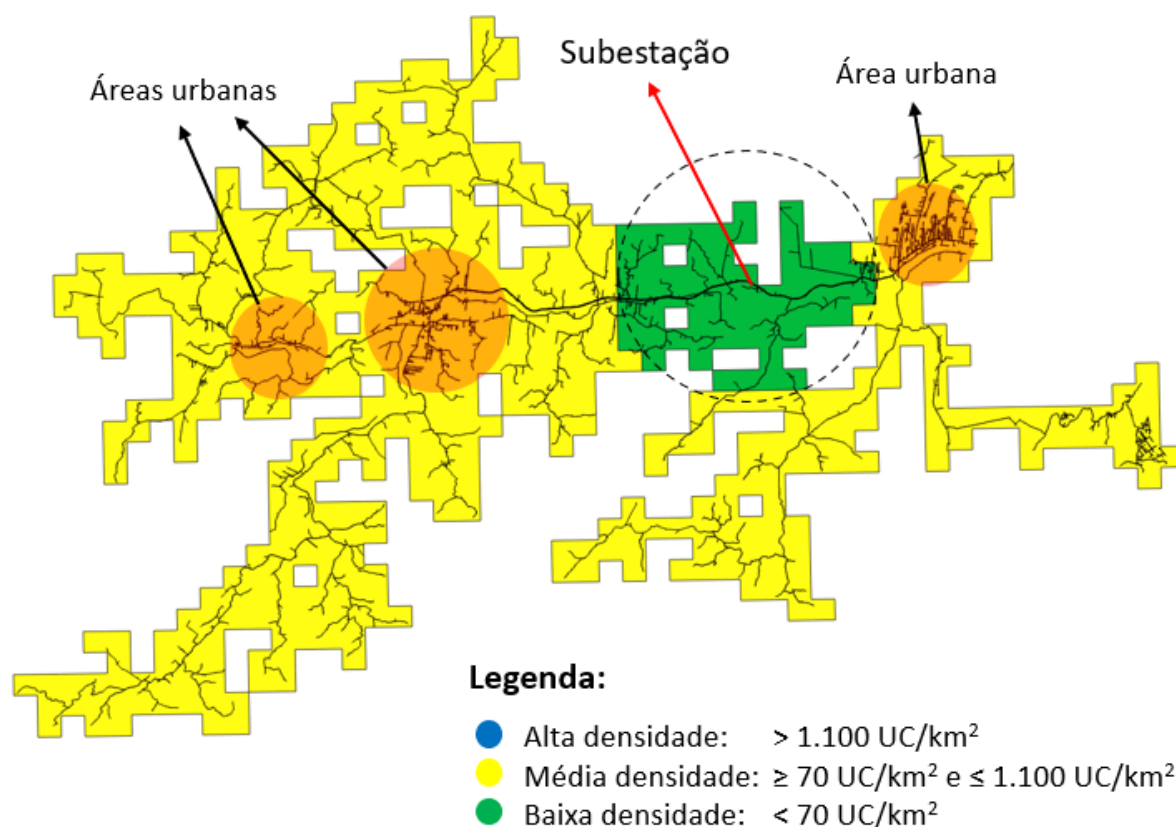
A complexidade operacional de atuação das empresas de distribuição de energia para atendimento a ocorrências que provocam interrupções de fornecimento nas redes elétricas envolve diversos fatores que podem ser desde diretamente relacionados à configuração da rede até a características socioambientais da área onde estão localizados os consumidores supridos.

Para suprir o atendimento da área de concessão, os estudos de planejamento elétrico das distribuidoras levam em consideração a localização dos centros de consumo, infraestrutura geográfica e rodoviária da área de atuação e condições ambientais para definir as características elétricas e topológicas das redes que deverão ser instaladas para atendimento à expansão do mercado consumidor. A partir da disposição das subestações em toda a área de concessão, são definidos os conjuntos elétricos, que são agrupamento de UCs a partir dos quais a ANEEL realiza a avaliação da distribuidora sob o aspecto da qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica. Para essa avaliação, os conjuntos de UCs são caracterizados segundo um agrupamento de atributos que representam valores médios de variáveis geoeletricas dentro de uma

área de atuação específica. Quando observadas essas características geoeletricas, é plausível considerar a possibilidade de dentro de uma área de atuação de um conjunto elétrico haver distinções de complexidade operacional entre subáreas devido a diferentes densidades de UCs dentro do mesmo conjunto. Contudo, entende-se que quando observados somente o agrupamento de atributos, essas distinções não são identificadas por se tratarem de valores médios normalizados para toda a área de atuação do conjunto.

Visando evidenciar com mais clareza essa possibilidade, observa-se dois conjuntos de UCs de duas distribuidoras diferentes que atuam em duas regiões distintas do Brasil. As Figura 1 e Figura 2 ilustram, respectivamente, as áreas de atuação dos conjuntos Tijucas, da empresa Celesc Distribuição com atuação no estado de Santa Catarina, e Paratibe I, da empresa CELPE com atuação no estado de Pernambuco.

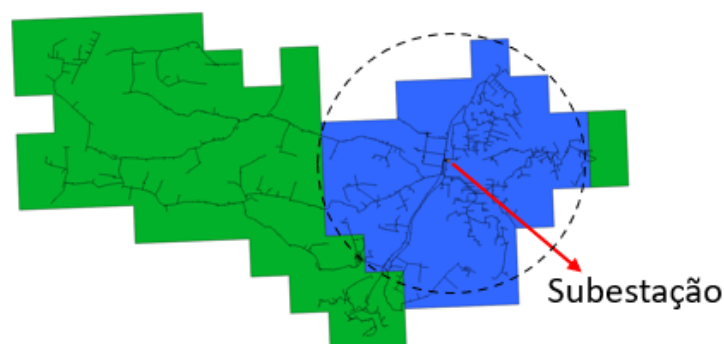
Figura 1 – Conjunto Tijucas - Celesc Distribuição S.A.



Fonte: Autor

Aplicando-se a classificação de faixas de densidades definidas por SILVEIRA *et al.* (2023), onde dentro do mesmo conjunto existem subáreas de alta, média ou baixa densidade de UCs, observa-se que os conjuntos possuem dois cenários operacionais diferentes. O conjunto Tijucas tem a subestação instalada em uma área de baixa

Figura 2 – Conjunto Paratibe I - CELPE

**Legenda:**

- Alta densidade: $> 1.100 \text{ UC/km}^2$
- Média densidade: $\geq 70 \text{ UC/km}^2$ e $\leq 1.100 \text{ UC/km}^2$
- Baixa densidade: $< 70 \text{ UC/km}^2$

Fonte: Autor

densidade de consumidores e atende uma área mais distante classificada como média densidade que engloba três centros urbanos de carga. Por outro lado, o conjunto Paratibe I tem a subestação instalada em uma área de alta densidade de consumidores e atende uma área periférica mais afastada classificada como baixa densidade.

Dada cada disposição geográfica dos consumidores, espera-se que os conjuntos apresentem características de topologia de rede e complexidades operacionais distintas, exigindo gestão também diferenciada das distribuidoras para as duas situações. Além disso, considerando que os valores dos atributos que descrevem a área dos conjuntos são valores médios para toda a área de atuação, essas distinções de complexidades podem não ser capturadas. Destacando-se que esses conjuntos foram classificados como conjuntos semelhantes comparáveis entre si pela ANEEL no quarto CRTP, sugere-se, que a densidade de mercado consumidor pode ser um importante atributo a ser considerado no processo de classificação dos conjuntos em *clusters* e definição dos limites dos indicadores de qualidade do serviço.

1.3 OBJETIVOS

Este trabalho tem por objetivo a proposição de uma metodologia alternativa para a definição de limites de indicadores coletivos de continuidade de conjuntos elétricos das empresas Distribuidoras de energia elétrica do Brasil. Essa avaliação é realizada por meio de aplicação de classificação dos conjuntos de acordo com a densidade de UCs em etapa prévia à formação dos agrupamentos de comparação. Destacam-se, neste contexto, dois objetivos específicos:

- Análise de potenciais ganhos de eficiência do cumprimento dos limites regulatórios de indicadores de continuidade dos conjuntos elétricos da empresa concessionária de distribuição de energia elétrica que atua no estado de Santa Catarina - Celesc Distribuição S.A. devido à utilização de metodologia alternativa, tendo como referência os limites definidos segundo metodologia utilizada atualmente pela ANEEL;
- Utilização da base de dados considerando a classificação dos conjuntos elétricos de acordo com a densidade de UCs para definição dos limites de indicadores de continuidade globais da Distribuidora para o quarto CRTP e avaliação do cumprimento regulatório desses limites considerando desempenho histórico.

1.4 ESTRUTURA DO DOCUMENTO

O restante deste documento está organizado em quatro capítulos adicionais. O capítulo 2 contempla a base teórica para o desenvolvimento deste trabalho. Neste capítulo, são apresentados os conceitos dos sistemas de distribuição e modelo de regulação da distribuição de energia elétrica aplicado no Brasil, assim como conceitos de avaliação da qualidade de serviço prestado na distribuição de energia, explorando quais indicadores são utilizados para essa avaliação e uma breve revisão bibliográfica relativa ao tema.

O capítulo 3 discorre sobre a metodologia utilizada atualmente na regulação do SEB para a definição de limites de indicadores de continuidade para conjuntos elétricos e a metodologia alternativa a ser avaliada neste trabalho. São apresentados fundamentos da metodologia vigente, discussões relacionadas ao modelo atual e a proposta de modelo alternativo aplicado neste trabalho.

O capítulo 4 apresenta os resultados obtidos por meio da aplicação da metodologia alternativa em estudos de caso. São discutidos os resultados sob o aspecto do ganho de eficiência do cumprimento regulatório dos limites dos indicadores de qualidade do fornecimento e diferentes impactos que esse ganho pode trazer para a distribuidora Celesc Distribuição S.A.

Por fim, no capítulo 5, de considerações finais, faz-se uma síntese dos desenvolvimentos e resultados, explicitando os aspectos limitantes do estudo e sugestões de trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA E REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo, apresenta-se a fundamentação teórica necessária para o estudo que foi desenvolvido neste trabalho, bem como uma revisão bibliográfica discorrendo sobre o estado da arte relacionado à temática de avaliação de continuidade de fornecimento. O capítulo está organizado como segue.

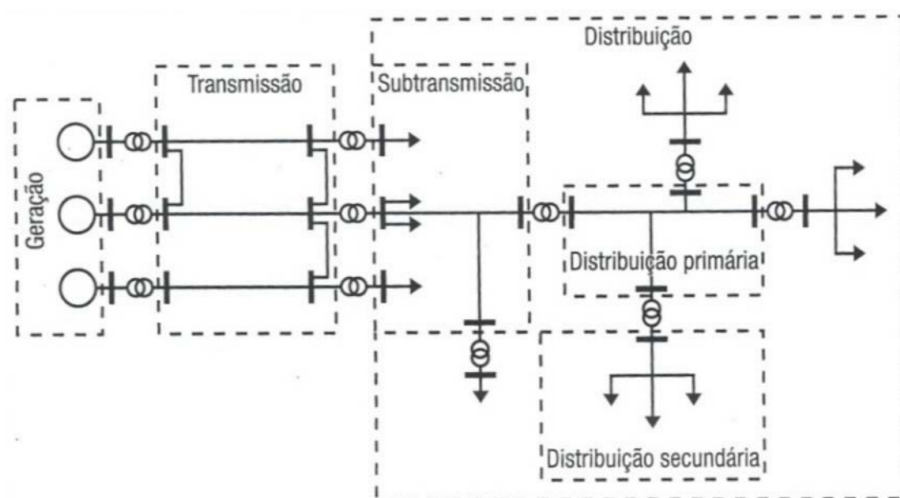
Na seção 2.1, apresenta-se aspectos estruturais e operacionais dos sistemas de distribuição, assim como principais aspectos da distribuidora Celesc Distribuição S.A., que tem atuação no estado de Santa Catarina, região Sul do Brasil. Na seção 2.2, apresenta-se uma fundamentação teórica relacionada à regulação técnica e econômica aplicada no Brasil para o serviço de distribuição de energia elétrica. Na seção 2.3, faz-se uma introdução teórica sobre a avaliação da qualidade em um contexto geral do desempenho das empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil. Na seção 2.4, conceitos básicos dos indicadores de avaliação de continuidade de fornecimento são apresentados. Na seção 2.5 discorre-se um breve histórico da evolução cronológica da regulação de qualidade fornecimento no Brasil. Na seção 2.6, é realizada revisão bibliográfica relacionada ao tema de definição de limites dos indicadores de continuidade em aplicações de avaliação de qualidade de fornecimento. Na seção 2.7 mostra-se os principais resultados obtidos de um estudo de PeD desenvolvido pela distribuidora Celesc Distribuição S.A.. Por fim, na seção 2.8, este trabalho é posicionado face aos trabalhos expostos na revisão bibliográfica.

2.1 SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Os Sistemas Elétricos de Potência (SEP) têm a função precípua de fornecer energia elétrica a todos os usuários, com a qualidade adequada, no instante em que for solicitada (KAGAN *et al.*, 2005). Assim, o sistema tem as funções de produtor, transformando a energia proveniente de alguma fonte da natureza, e de distribuidor, fornecendo aos consumidores a quantidade de energia demandada a todo momento. A Figura 3 ilustra o diagrama unifilar de um SEP que, de acordo com KAGAN *et al.* (2005), é composto basicamente das seguintes partes:

1. De uma fonte geradora de energia que pode ser de origem térmica, hidroelétrica, nuclear, biomassa, eólica e fotovoltaica, geralmente operando nas tensões de 6,6 ou 13,8 kV;
2. De subestações elevadoras, das tensões de geração para as tensões de transmissão ou subtransmissão, que podem operar nos níveis tensão de 69, 138, 230, 500, 750 kV ou tensões superiores, dependendo da distância e da potência a ser transmitida;

Figura 3 – Diagrama Unifilar de um Sistema Elétrico de Potência



Fonte: (KAGAN *et al.*, 2005)

3. De linhas de transmissão que são os caminhos de transporte da energia gerada nas usinas, para abastecer os centros de consumo, as quais podem, também, operar nos níveis de tensão de 230, 500, 525, 750 kV ou tensões superiores, dependendo da distância e da potência a ser transmitida;
4. De subestações abaixadoras, que têm a função de reduzir as tensões dos níveis de transmissão para os níveis de distribuição de Alta Tensão (AT) ou subtransmissão que operam nas tensões de 69 e 138 kV. Nesse nível de tensão normalmente são também conectados os grandes consumidores que possuem grandes montantes de demanda de energia;
5. De subestações abaixadoras denominadas Subestações de Distribuição cuja função é reduzir níveis de tensões de subtransmissão para níveis de distribuição de MT, podendo operar nas tensões de 13,8, 25 e 34,5 kV, sendo estes níveis denominados de tensão primária de distribuição. Nos grandes centros geralmente a distribuição de energia ocorre nas tensões de 13,8 kV, enquanto a distribuição de energia em 25 e 34,5 kV fica restrita mais a locais com grandes distâncias;
6. De alimentadores de distribuição que podem operar nas tensões de 13,8, 25 e 34,5 kV distribuídas em áreas rurais ou de grandes distâncias dos centros urbanos. Nos alimentadores de distribuição as tensões de 13,8, 25 e 34,5 kV são denominadas de tensões primárias, enquanto as tensões 380/220/127 V são denominadas de tensões secundárias ou Baixa Tensão (BT).

A rede de distribuição de energia elétrica trata-se, portanto, de todos os componentes do sistema elétrico situados desde a saída da Subestação de Distribuição

(SED) até a entrada das instalações dos consumidores, conectados em MT e BT. No Brasil, as redes de distribuição, primárias e secundárias, podem ser aéreas ou subterrâneas, predominando a rede aérea devido ao menor custo e ficando a subterrânea restrita aos grandes centros com grande densidade de carga, como zonas urbanas centrais onde há restrições paisagísticas. A operação dessas redes fica sob responsabilidade das empresas distribuidoras de energia elétrica, cujo objetivo institucional é fornecer a energia ao cliente, dentro dos padrões de qualidade estabelecidos pelo órgão regulador governamental brasileiro. A qualidade, nesse caso, é representada em geral pela continuidade do fornecimento e os níveis de tensão entregues aos clientes (KAGAN *et al.*, 2005).

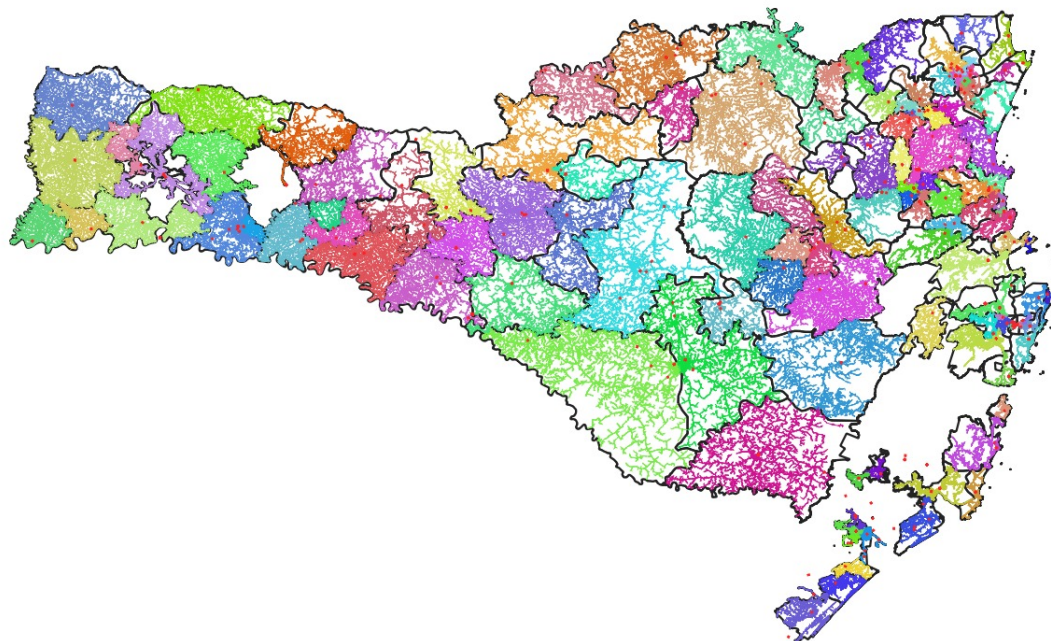
2.1.1 Celesc Distribuição S.A.

O grupo Celesc (Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A.) é uma das grandes companhias do SEB, com destaque nas áreas de geração e distribuição de energia elétrica. Estruturada como *holding* no ano de 2006, a empresa possui duas subsidiárias integrais, a Celesc Geração S.A. e a Celesc Distribuição S.A. (Celesc-Dis). Além disso, o grupo detém o controle acionário da Companhia de Gás de Santa Catarina (SC-GÁS), empresa de serviço de distribuição de gás canalizado no estado Santa Catarina, é sócia de outras empresas de infraestrutura de energia elétrica e de saneamento e distribuição de água e iniciou em 2023 atuação no mercado livre de energia ofertando soluções em energia que vão desde a minigeração de energia com usinas fotovoltaicas, até venda de energia no mercado livre. A empresa Celesc-Dis fornece energia elétrica para 264 municípios do estado de Santa Catarina, o município de Rio Negro no estado do Paraná e outros 21 municípios são atendidos a título precário, localizados em áreas de concessões de outras distribuidoras (17 em Santa Catarina e 4 no Paraná) (CELESC, 2023b, 2023a). A Celesc-Dis é também responsável pelo suprimento de energia elétrica para o atendimento de 4 concessionárias e 21 permissionárias que atuam nos demais municípios de Santa Catarina, totalizando uma área de atuação de 93.826 km² (ANEEL, 2023a).

O mercado consumidor da Celesc-Dis é atualmente de cerca de 3,4 milhões de UCs subdivididas em 121 conjuntos elétricos, abrangendo uma área correspondente a 92% do território do estado de Santa Catarina (CELESC, 2023b). A Figura 4 ilustra o sistema elétrico de MT destacando em cores a disposição dos conjuntos elétricos da Celesc-Dis considerando a configuração atual autorizada pela ANEEL durante o último processo de Revisão Tarifária da distribuidora, ocorrido em 2021 (ANEEL, 2021c). As áreas demarcadas na cor branca e sem presença de rede elétrica são áreas de concessão das empresas concessionárias e permissionárias que também atuam no estado de Santa Catarina.

A Tabela 1 apresenta, de acordo com CELESC (2021), os dados de quantita-

Figura 4 – Sistema elétrico de média tensão da empresa Celesc Distribuição S.A.



Fonte: Autor

Tabela 1 – Características técnicas gerais do sistema de distribuição da Celesc-Dis.

Subestações	175 unidades
Transformadores de Potência	357 unidades
Linhas de Alta Tensão	1.498,28 km de 69 kV 3.268,62 km de 138 kV (aérea) 18,40 km de 138 kV (subterrânea)
Alimentadores de Média Tensão	924 alimentadores de 13,8 kV, 23,1 kV e 34,5 kV.
Extensão da Rede de Média Tensão	81.978,24 km, sendo 46,9% trifásica, 0,4% bifásica e 52,7% monofásica
Transformadores de Distribuição	183.759 unidades
Pontos de Conexão com a Rede Básica	65 pontos

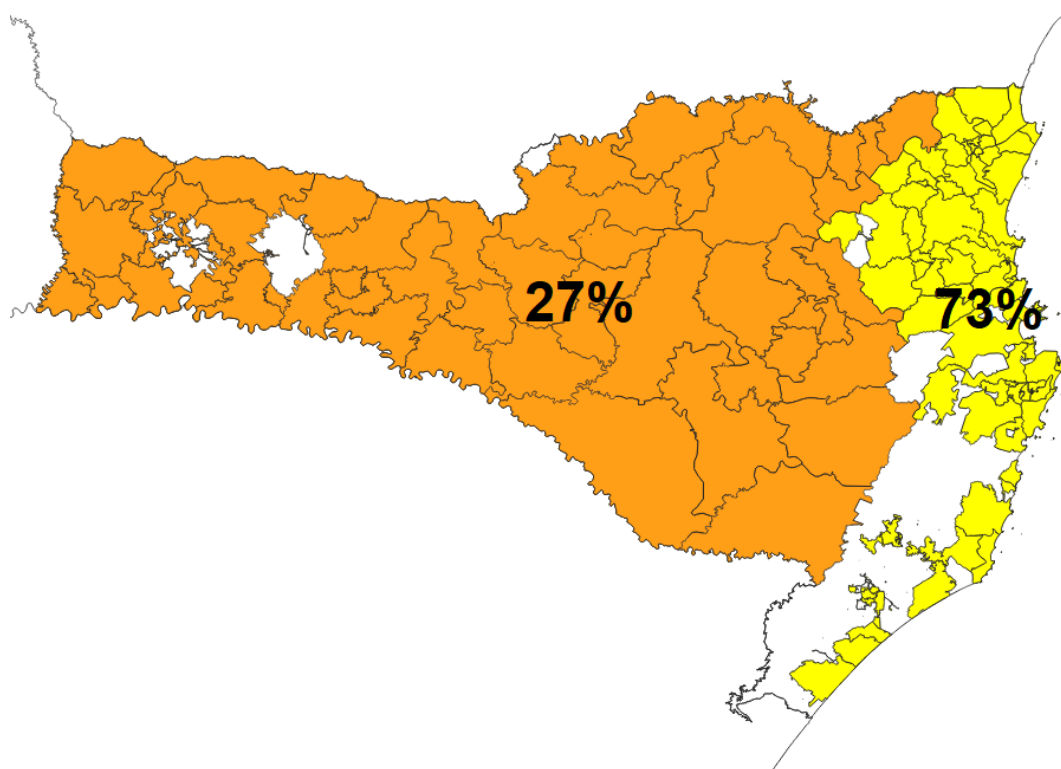
Fonte: (CELESC, 2021)

tivos técnicos consolidados do sistema elétrico da Celesc-Dis na época do processo de definição de limites de indicadores de continuidade para os conjuntos elétricos da distribuidora, também durante o último processo de Revisão Tarifária da distribuidora, ocorrido em 2021.

A partir dos dados técnicos apresentados observa-se que a rede da Celesc-Dis é predominantemente aérea e que as redes monofásicas correspondem a mais da metade do total da extensão de rede MT. Além disso, nota-se que a distribuidora possui em seu sistema alimentadores com as classes de tensão de 23,1 kV e 34,5 kV, sendo esses alimentadores utilizados para atender áreas localizadas mais distantes dos

centros urbanos e áreas rurais. Uma característica notável na área de concessão da Celesc-Dis é a existência de amplas áreas rurais e localidades distantes dos principais centros urbanos, principalmente nas regiões fora da faixa litorânea do estado de Santa Catarina. Segundo CELESC (2021), isso fica evidenciado a partir da distribuição de carga do mercado da distribuidora, conforme cenário ilustrado na Figura 5.

Figura 5 – Distribuição de carga do mercado da Celesc Distribuição S.A.



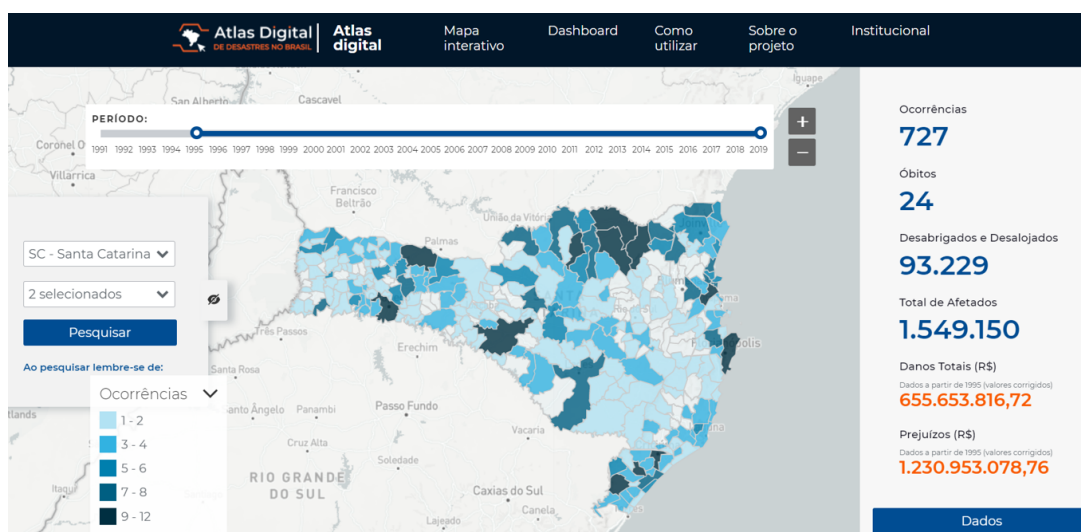
Fonte: Adaptado de (CELESC, 2021)

Como pode ser observado na Figura 5, a maior parte da concentração de carga da Celesc-Dis está localizada na faixa demarcada em amarelo, que é a faixa litorânea do estado de Santa Catarina, representando 73% do total do mercado faturado em megawatts-hora (MWh) do ano de 2020 da distribuidora. Por outro lado, a área demarcada em laranja apresenta concentração de 27% do mercado faturado total da Celesc-Dis do ano de 2020 (CELESC, 2021). Sob o ponto de vista de abrangência de conjuntos elétricos, destaca-se que a faixa litorânea demarcada em amarelo onde há a maior concentração de carga engloba 72 conjuntos, enquanto que a área interior do estado demarcada em laranja engloba os demais 49 conjuntos que compõem a área de concessão da distribuidora. A partir disso observa-se que os conjuntos da faixa litorânea apresentam maior densidade de consumidores, visto que, além de possuírem menor área territorial, cobrem as áreas de grandes centros urbanos de Santa Catarina, como as cidades de Joinville, Blumenau, Itajaí, Balneário Camboriú, Florianópolis e Criciúma. Em compensação, nota-se assim que os conjuntos que cobrem a área inte-

rior do estado apresentam características opostas de densidade, devido a possuírem menor número de consumidores localizados em uma maior área geográfica.

Outro aspecto relevante da área de concessão da distribuidora destacado por CELESC (2021) é o contexto climático que interfere diretamente a gestão do sistema elétrico da distribuidora. A geografia física e o relevo do estado de Santa Catarina imprimem condições climáticas adversas que exigem estrutura operacional diferenciada para atendimento às ocorrências na rede elétrica oriundas dos sucessivos eventos climáticos como temporais, incidência de descargas atmosféricas, rajadas de ventos, granizo, ocorrência de tornados, ciclones e enchentes de grandes proporções, que são veiculados em imprensa de abrangência nacional. Além disso, de acordo com CELESC (2021), Santa Catarina também apresenta uma extensa área de mata atlântica e grandes áreas de reflorestamento que fornecem insumos para os setores industriais de móveis, de papel e celulose, responsáveis por abastecer o mercado nacional e internacional com seus produtos. Essas características conflitam com as redes elétricas com topologias essencialmente aéreas, pois incidências de grandes ventanias incorrem em situações de contato direto da vegetação com os cabos elétricos, provocando curto-circuitos e desligamentos no sistema de distribuição que, conseqüentemente, interrompem o fornecimento de energia aos consumidores. Em estudo realizado pelo Centro de Estudos e Pesquisas de Desastres Naturais da Universidade Federal de Santa Catarina (CEPED-UFSC), que levantou dados do Sistema Integrado de Informações sobre Desastres (S2ID) desde o ano de 1995 até 2019 e elaborou o atlas digital de desastres no Brasil, conforme ilustrado na Figura 6, 727 notificações de vendavais e tornados nesse período foram registradas nas cidades catarinenses e afetaram mais de 1,5 milhões de habitantes do estado.

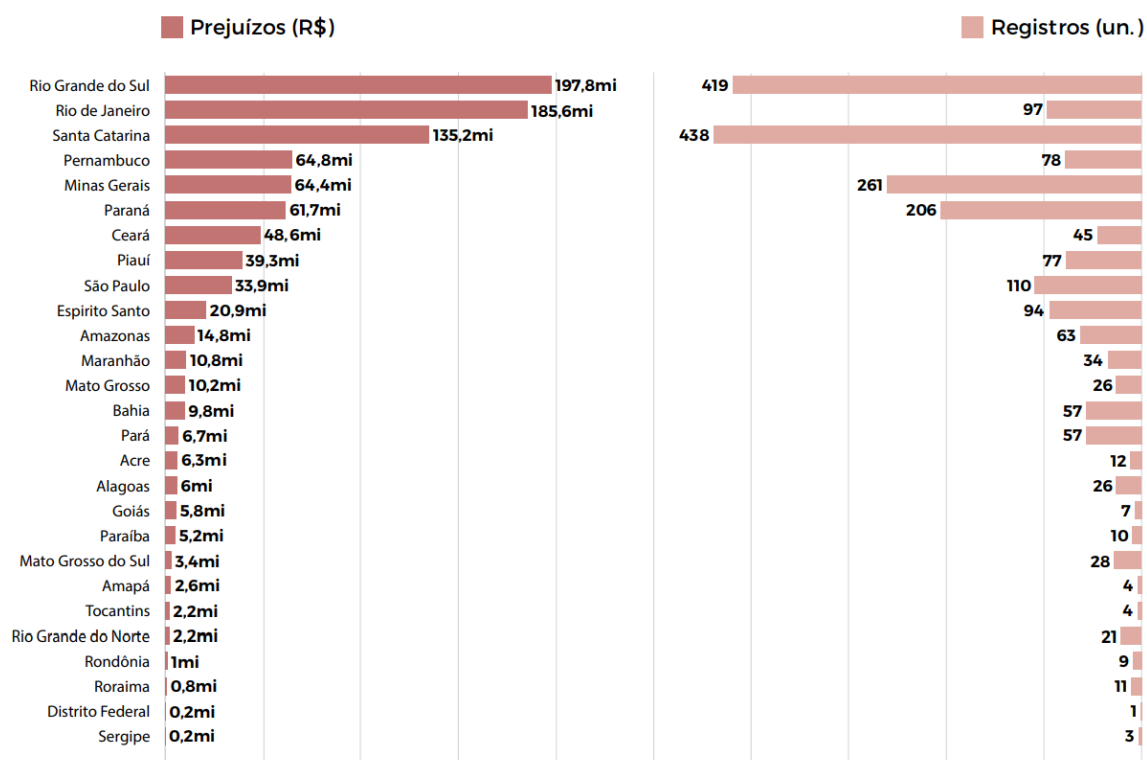
Figura 6 – Registro de tornados e vendavais em Santa Catarina entre 1995 e 2019.



Fonte: (CELESC, 2021)

Como resultado desse estudo, o CEPED-UFSC emitiu o Relatório de Danos Materiais e Prejuízos decorrentes de desastres naturais no Brasil (1995-2019) (CEPED, 2020), no qual constam dados numéricos de danos e prejuízos materiais e financeiros de eventos ocorridos no Brasil que afetaram a sociedade e diferentes setores econômicos, dentre eles o setor de energia elétrica. No gráfico da Figura 7 que mostra a quantidade de registros e de prejuízos monetários no setor de energia elétrica decorrente de desastres naturais, observa-se que o estado de Santa Catarina foi o mais afetado do Brasil em número de registros que atingiram diretamente o setor de energia elétrica e que geraram prejuízos financeiros, com 438 registros. Como consequência disso, o estudo do CEPED (2020) constatou que a soma de prejuízos financeiros no período analisado resultou no montante aproximado de R\$ 135,2 milhões.

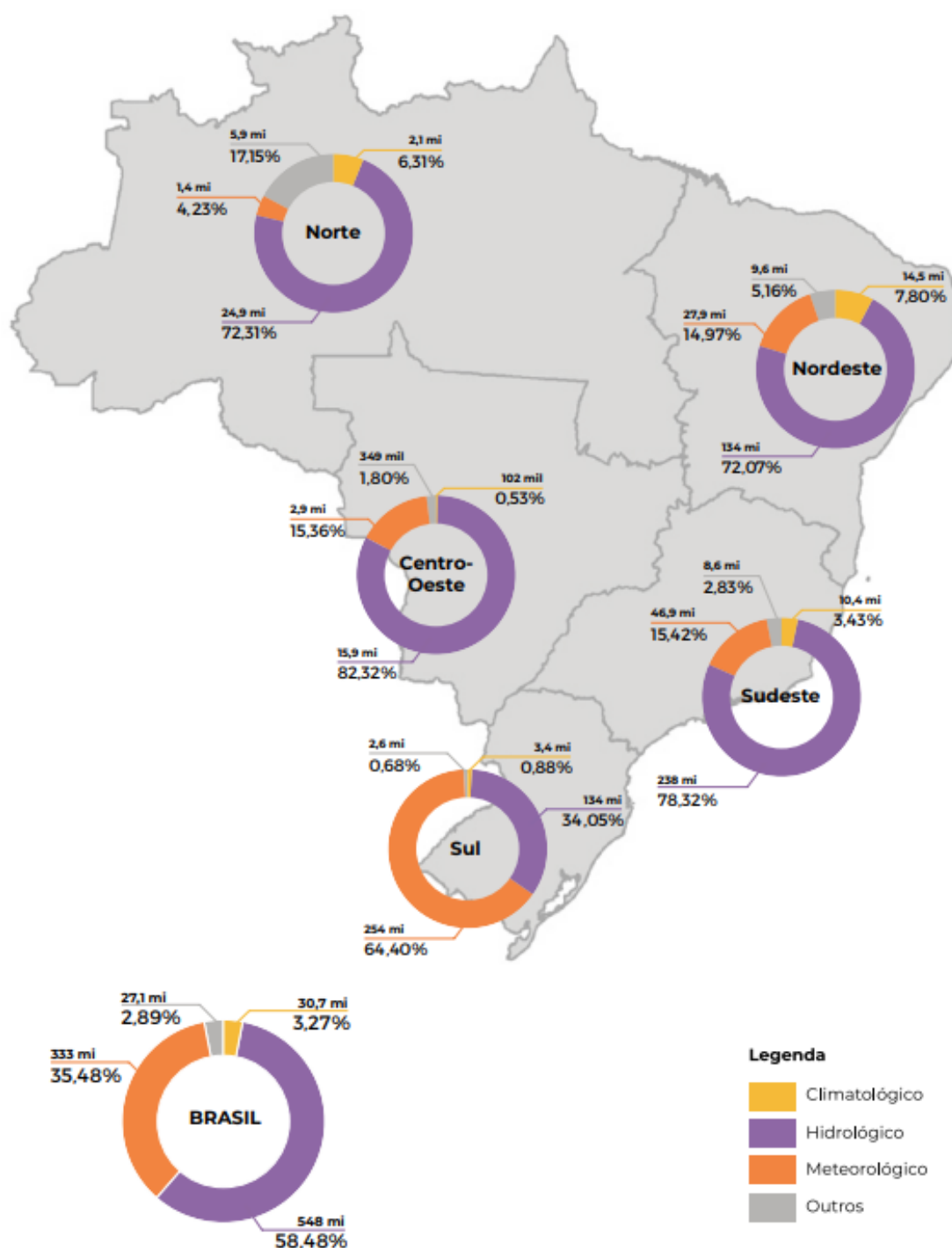
Figura 7 – Prejuízos no setor de energia e registros por estado entre 1995 e 2019



Fonte: (CEPED, 2020)

O trabalho realizado por CEPED (2020) também analisa a causa dos prejuízos ocasionados por desastres, como é possível observar no mapa da Figura 8. De acordo com CEPED (2020), 64,40% dos prejuízos financeiros ocorridos no setor de energia elétrica nesse período na região sul do Brasil foram decorrente de causas meteorológicas, como tornados e vendavais, muito superior à média do Brasil que é de 35,48%, decorrente da mesma causa.

Figura 8 – Prejuízos no setor de energia por grupo de desastres para o Brasil e suas regiões entre 1995 e 2019.



Fonte: (CEPED, 2020)

Outro destaque é evidenciado no mapa ilustrado na Figura 8, onde se destaca que os efeitos decorrentes de desastres meteorológicos no setor de energia tem diferentes impactos nas diferentes regiões do Brasil, sendo a região sul a mais afetada quando comparada com as outras.

Por fim, a partir dos estudos realizados por CEPED (2020) e CELESC (2021), fica claro que o maior desafio da Celesc-Dis é a gestão da sua rede elétrica essencialmente aérea em um contexto que apresenta fenômenos meteorológicos que resultam em prejuízos financeiros e que provocam interrupções de fornecimento aos consumidores supridos pela distribuidora. Além disso, dada a evidência de que a área de concessão da distribuidora possui características operacionais desafiadoras em aspectos geográficos, no contexto de avaliação do serviço prestado pelas distribuidoras, isso pode provocar distorções em modelos comparativos de desempenho caso não sejam bem calibrados de modo a que consigam capturar diferenças de complexidades operacionais.

2.2 REGULAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

O papel da regulação governamental de empresas e indivíduos é bastante abrangente e diversificado nas sociedades modernas. No cenário da administração pública e contemporânea, a regulação é gerenciada pelas agências reguladoras e tem estado cada vez mais presente para evitar a cobrança de tarifas excessivas de determinados produtos essenciais, como água e energia, para controlar os níveis mínimos de qualidade e segurança de produtos oferecidos, internalizar nas tarifas os custos sociais e ambientais de produtos e serviços, e implementar ações compensatórias à concentração de renda (DELGADO; HAGE, 2015). No tocante à energia elétrica, considerando que o modelo de negócio do setor de distribuição funciona em forma de monopólio natural, uma das principais funções das agências reguladoras é a regulamentação e fiscalização dos serviços de energia elétrica, garantindo que os consumidores sejam atendidos com uma tarifa justa e qualidade de energia elétrica adequada (KAGAN *et al.*, 2009).

Desde o início da década de 1990, a regulação de monopólios naturais tem evoluído em âmbito mundial, a partir da criação de agências reguladoras autônomas e da privatização de empresas reguladas outrora estatais. No Brasil, uma nova estruturação do setor elétrico foi introduzida ao longo da década de 1990, onde as empresas de energia elétrica foram desverticalizadas, sendo separadas as funções de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica; muitas empresas foram privatizadas, principalmente as distribuidoras; houve a criação da ANEEL, órgão regulador de abrangência nacional, e criação de algumas agências reguladoras estaduais (KAGAN *et al.*, 2009).

O reconhecimento de que as agências não devem ser subordinadas aos governos, mas sim atuarem de forma independente como órgãos de Estado, é quase unânime entre os estudiosos do assunto. Deste modo, constitui-se um paradigma institucional menos volátil e menos sujeito a ingerências por parte dos governos e também à captura por parte dos agentes regulados. Em situações quando há demasiado domí-

nio de mercado por parte das empresas, que possa provocar desequilíbrio na relação com os consumidores/cidadãos e prejudicar a eficiência econômica, é indubitável que a regulação para a preservação e incentivo da qualidade da prestação do serviço e manutenção do interesse público é muito bem-vinda. Nestes casos, a regulação deve atuar como árbitro, moderando as relações comerciais em prol do equilíbrio econômico das empresas, bem-estar e satisfação dos consumidores e sustentabilidade socioambiental, principalmente quando se trata de recursos comuns, como água e energia (DELGADO; HAGE, 2015).

No paradigma institucional da regulação de monopólios naturais, como o da distribuição de energia elétrica, a legislação regulatória pertinente tem papel preponderante, constituída de normas e resoluções técnicas capazes de resguardar os consumidores e a sociedade por meio do controle de tarifas, da qualidade e sustentabilidade dos produtos e serviços e do equilíbrio econômico-financeiro das empresas concessionárias, submetidas a esquemas de incentivos para aumento de produtividade, inovação tecnológica e melhoria contínua. Nesse contexto, não somente as tarifas de energia elétrica são passíveis de regulação, mas também a qualidade do seu fornecimento, a quantidade eficiente de perdas técnicas e não técnicas (furto de energia) existentes, o gerenciamento dos recursos escassos utilizados na geração de energia e os padrões tecnológicos mínimos necessários para promover estruturas mais horizontais de geração. Esse “arsenal” regulatório tem a responsabilidade de promover a sustentabilidade de longo prazo da prestação do serviço de fornecimento de energia, cujas dimensões são técnicas, econômicas, políticas e sociais.

Assim, segundo DELGADO; HAGE (2015), o vetor mais usual da regulação de monopólios naturais é o estabelecimento de tarifas justas, capazes de equilibrar os custos para a prestação de serviço e remunerar adequadamente os ativos imobilizados pelas empresas. Ao controlar as tarifas e não os custos das concessionárias, há incentivos para que as empresas reduzam seus custos e obtenham maiores lucros, o que é interpretado como ganho de produtividade. No entanto, ganhos excessivos de produtividade podem concorrer com a manutenção da qualidade técnica de prestação dos serviços, o que torna o problema dos incentivos regulatórios dinâmico e complexo.

De acordo com VISCUSI *et al.* (2018), os modelos de regulação de monopólios naturais podem ser divididos em dois grandes grupos: regulação pela taxa de retorno (ou custo do serviço) e regulação por incentivos. O primeiro modelo define uma taxa de retorno sobre uma base de ativos contábil, enquanto o segundo utiliza de meios alternativos para estimar uma base de ativos considerada eficiente, a qual deve atender o nível de produção de mercado com qualidade mínima exigida. A principal diferença entre os dois modelos é que a regulação por incentivos é menos intrusiva e, portanto, menos susceptível à assimetria de informações inerente à relação órgão regulador-agente regulado. De maneira geral, o papel de qualquer modelo regulatório, no que se

refere à determinação de tarifa justa, é equacionar a receita obtida através da cobrança de tarifas reguladas com os custos de capital e de operação e manutenção, resultando em lucro econômico nulo.

Habitualmente, os modelos regulatórios por incentivos vêm acompanhados da constituição de um intervalo regulatório, que trata-se de um período de tempo durante o qual as tarifas permanecem fixas. A definição de um custo médio eficiente, juntamente com o intervalo regulatório permite que o agente regulado aproprie-se dos ganhos de produtividade durante esse período, dentre eles o ganho de eficiência, atuando na gestão de custos reais sob a restrição do cumprimento das metas de qualidade. O modelo de incentivos mais conhecido e utilizado mundialmente, que se utiliza do intervalo regulatório como condição '*sine qua non*', é o modelo desenvolvido pelo economista britânico Stephen Littlechild na década de 1980, conhecido como *Price Cap* (ou Preço Teto), que foi utilizado inicialmente no setor de telecomunicações do Reino Unido (LITTLECHILD, 1983). Nesse modelo, os preços são determinados no momento da chamada revisão tarifária, quando determina-se a receita eficiente da empresa. A partir daí, os preços são ajustados anualmente nos chamados reajustes tarifários. Esse reajuste de preços é realizado segundo um índice de variação de preços de varejo, denominado *retail price index* (RPI), porém, subtraído de um índice que reflete os ganhos de produtividade na área de concessão, denominado Fator X (VISCUSI *et al.*, 2018).

Segundo o modelo desenvolvido por LITTLECHILD (1983), a escolha de um indexador geral de preços se justifica pela necessidade de criação de um índice transparente para os consumidores, que não possua fragilidades de manipulação, tendo em vista os problemas que a assimetria de informação pode ocasionar na definição de reajuste da tarifa. Este risco poderia ocorrer no caso de a escolha do indexador recair, por exemplo, sobre um índice específico de evolução de custos setoriais, que derivaria de informações controladas pelas concessionárias. No caso do Brasil, esse indexador é o RPI que é uma medida de inflação. Com relação ao fator de produtividade X, sua definição considera a combinação de três aspectos relevantes: a necessidade da concessionária autofinanciar suas operações, a dinâmica tecnológica do segmento industrial e a defesa dos interesses dos consumidores, buscando evitar a prática abusiva de tarifas e assegurando-lhes a apropriação de ganhos de produtividade.

A base da maioria de sistemas de regulação por incentivos utilizados internacionalmente é o modelo *Price Cap*, no qual as tarifas experimentam, portanto, uma variação anual igual à variação do índice de preços, normalmente a inflação, subtraindo o Fator X relacionado ao aumento da produtividade durante um ciclo regulatório cuja duração é normalmente de quatro ou cinco anos. A difusão do *Price Cap* também é observada em outros setores. WEISMAN; SAPPINGTON (2010) mostram o amplo uso desse modelo por mais de 25 anos no setor de telecomunicações, com efeitos

muito positivos quanto à eficiência, investimentos e avanços tecnológicos, ao menos nos casos em que a qualidade de serviço é adequadamente regulada. Para ARMS-TRONG; SAPPINGTON (2007), os incentivos constituem o principal instrumento do regulador. A estruturação correta dos incentivos é o que permite ao regulador induzir a concessionária ao uso da informação própria em prol dos consumidores.

De acordo com ANEEL (2023), o modelo de regulação de tarifas de distribuição de energia elétrica aplicado no Brasil é caracterizado por um regime de regulação pelo preço (*Price Cap*), conforme estabelecido pela Lei nº 9.427/1996, e o detalhamento dos mecanismos de revisões e reajustes tarifários está consolidado nos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET). No modelo brasileiro, o Fator X possui três componentes, sendo definido conforme Equação (1) a seguir:

$$\text{Fator } X = P_d + Q + T \quad (1)$$

onde P_d denota os ganhos de produtividade da atividade de distribuição; Q representa a qualidade técnica e comercial do serviço prestado ao consumidor; e T a trajetória de custos operacionais.

O componente P_d consiste nos ganhos de produtividade das distribuidoras de energia elétrica no período histórico analisado, ajustado, para cada distribuidora, pela variação observada de seu mercado em relação à variação média setorial. O valor da componente Q é resultado da qualidade dos serviços técnicos e comerciais prestados por cada distribuidora aos seus consumidores. Esse componente está inserido no contexto do mecanismo de incentivo estabelecido pela ANEEL para melhoria da qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras aos seus consumidores. Seu cálculo leva em conta a variação de seis indicadores e o atendimento aos padrões de qualidade estabelecidos pela ANEEL, destacando-se a parcela técnica do componente Q que é calculada por meio do indicador global de continuidade que tem por base o desempenho médio de duração de horas de interrupções de fornecimento durante ano na área de concessão da distribuidora. A componente T ajusta, ao longo de um período definido, os custos operacionais observados de cada concessionária ao custo operacional eficiente. A metodologia de aplicação do componente T é descrita no Submódulo 2.2 – Custos Operacionais do PRORET (ANEEL, 2022).

Além do modelo de regulação econômica adotado para a definição das tarifas a serem aplicadas no setor de distribuição, a ANEEL (2023) também estabelece que a regulação técnica da distribuição é orientada pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica (STD), em que as principais atividades dessa regulação são:

- Estabelecimento de regras e procedimentos referentes ao planejamento da expansão, ao acesso, operação e medição dos sistemas de distribuição incluindo o

- desenvolvimento de redes inteligentes e o gerenciamento do lado da demanda;
- Estabelecimento dos indicadores de qualidade do serviço e do produto energia elétrica;
- Regulação das condições gerais de fornecimento de energia elétrica;
- Implementação e acompanhamento da universalização do acesso à energia elétrica;
- Implementação e aplicação da tarifa social de energia elétrica.

Desta forma, resta claro que os sinais regulatórios técnicos e econômicos estabelecidos pela ANEEL para o setor de distribuição brasileiro são direcionados no sentido de incentivo à melhoria contínua de qualidade do serviço prestado aos consumidores aplicando-se custos eficientes, principalmente no tocante à continuidade do fornecimento de energia, e de busca do equilíbrio econômico-financeiro para garantir a cobrança de tarifa justa que atenda às necessidades de custos de operação e manutenção da distribuidora sem onerar seus clientes. Com efeito, pode-se inferir que esses sinais regulatórios guardam estreita relação com o estabelecimento pela ANEEL de padrões de qualidade de serviço que devem ser atendidos pelas distribuidoras, uma vez que dada a definição dos limites regulatórios plurianuais de continuidade de fornecimento de um ciclo tarifário para uma área de concessão, a distribuidora deve utilizar de maneira prudente os recursos de operação e manutenção para garantir atendimento técnico desses limites, sob pena de haver perda do contrato de concessão em caso de violações. Assim, é evidente a importância de que os limites de continuidade de fornecimento sejam definidos de maneira justa, segundo uma metodologia que avalie com precisão as características das áreas de concessão, para que assim seja possível atingir o equilíbrio entre a exequibilidade de desempenho da rede elétrica sem sobrecarregar os custos de operação das distribuidoras e o cumprimento dos limites regulatórios, evitando-se portanto cenários de desequilíbrio com necessidade de aplicação de tarifas mais elevadas de modo geral sem real percepção de ganho técnico marginal de qualidade de fornecimento pelos consumidores.

2.3 AVALIAÇÃO DA QUALIDADE DO DESEMPENHO DE DISTRIBUIDORAS NO BRASIL

A avaliação da qualidade do desempenho das empresas de distribuição de energia elétrica no que se refere ao fornecimento de energia elétrica no Brasil é dividida essencialmente em três critérios:

- Qualidade do Produto;

- Qualidade do Serviço;
- Qualidade Comercial.

Esses critérios são regulados pela ANEEL atualmente por meio do dispositivo normativo Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), em seu Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica do Sistema de Distribuição, e, quando controlados, garantem o cumprimento da qualidade do serviço público de distribuição de energia.

A qualidade do produto trata-se da conformidade do produto comercializado e entregue aos consumidores. Assim, esse aspecto refere-se ao nível de perfeição da onda de tensão elétrica quando comparada com níveis especificados como adequados.

Para avaliar os fenômenos que ocasionam a deformação da onda de tensão elétrica, estes são divididos em fenômenos de curta e de longa duração. Em âmbito mundial, o limiar de tempo que considera um fenômeno como curta ou longa duração varia. Em alguns casos adotam-se 3 minutos, como em países europeus, e em outros adotam-se 5 minutos, como nos EUA e Canadá. No Brasil, o limiar para essa classificação é de 3 minutos e adota-se ainda uma outra estratificação entre variações momentâneas de tensão (inferiores a 3 segundos) e variações temporárias tensão (superiores a 3 segundos e inferiores a 3 minutos).

A qualidade do serviço representa a continuidade do fornecimento de energia elétrica e avalia o nível de disponibilidade do serviço prestado pela empresa distribuidora. Em geral, essa avaliação está relacionada aos indicadores que quantificam a duração e a frequência de interrupções de fornecimento. Este aspecto será o foco deste trabalho.

A qualidade comercial monitora a relação comercial entre a empresa e os seus clientes, que são os consumidores. Esse controle é realizado por meio de indicadores de reclamações, de atendimento telefônico e de cumprimento de prazos, onde são avaliados quantitativos de reclamações, a cordialidade do atendimento, níveis de prestação dos serviços demandados pelos consumidores, dentre outros aspectos.

2.4 INDICADORES DE CONTINUIDADE DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

A definição da continuidade do fornecimento se alicerça nas ocorrências com registro de interrupção de energia elétrica, ou seja, acontecimentos que afetam as condições normais de funcionamento da rede elétrica.

Segundo MIHAI; HELEREA (2019) os indicadores de continuidade são parâmetros estatísticos que descrevem, global ou localmente, o estado de operação do sistema de fornecimento elétrico permitindo, por meio de sua análise, adotar medidas, bem como diminuir as consequências econômicas para um nível de segurança que

o consumidor possa aceitar e seja possível de realizar pela distribuidora de energia elétrica. PÉREZ (2017) destaca que quantificar e comparar a continuidade do fornecimento de energia em diferentes áreas requer indicadores de continuidade definidos de forma transparente e única, ou seja, as análises estatísticas e as equações usadas nos cálculos dos indicadores de qualidade devem medir os mesmos parâmetros independentemente dos nomes adotados por cada região. No caso internacional, esta é uma tarefa não trivial tendo em conta que há diferentes definições e métodos nos diferentes países. Contudo, apesar das diferenças nos cálculos e na precisa definição dos indicadores de qualidade do serviço de cada país, a duração e a frequência das interrupções são os principais parâmetros que avaliam o desempenho das distribuidoras.

Nos tópicos a seguir são abordadas as definições dos principais indicadores de continuidade utilizados internacionalmente para a avaliação da qualidade do serviço das distribuidoras, bem como os utilizados no setor elétrico brasileiro.

2.4.1 Indicadores de Continuidade segundo o IEEE e CEER

Dois órgãos internacionais se destacam por terem estabelecido padrões efetivos para os indicadores de continuidade de fornecimento:

- *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE): Principal organização americana dedicada ao avanço da tecnologia, com atuação expressiva no setor elétrico. Em 2003, o IEEE lançou o padrão internacional IEEE 1366 adotado principalmente nos EUA e Canadá, no que tange termos e definições dos parâmetros de continuidade (IEEE, 2012);
- CEER: Órgão cooperativo que reúne a maior parte dos Reguladores Europeus. A maior parte dos indicadores de continuidade padronizada pelo CEER são comuns aos estabelecidos pelo padrão IEEE 1366, ainda que alguns apresentem denominações distintas, mas expressando a mesma grandeza.

Os indicadores de qualidade do serviço são calculados com base em interrupções de longa duração, sendo que pode haver distinção entre os padrões utilizados na maioria dos países da Europa e América do Norte (PÉREZ, 2017). O padrão utilizado pela maior parte das distribuidoras americanas e canadenses considera o período de 5 minutos para a qualificação de interrupções como de longa duração, enquanto o padrão utilizado pela maior parte das distribuidoras europeias considera o período de 3 minutos para a mesma qualificação dessas interrupções. O SEB utiliza padrão similar ao adotado pelas distribuidoras europeias. A ANEEL define no Módulo 1 do PRODIST que as interrupções de longa duração são as que tem duração maior ou igual a 3 minutos (ANEEL, 2021b).

Os principais indicadores de continuidade padronizados pela norma IEEE 1366 são (IEEE, 2012):

- SAIDI: Representa um indicador coletivo que expressa a duração média de uma interrupção percebida pelo número total de consumidores de um agrupamento de referência ou elétrico (alimentador, subestação, distribuidora, conjunto de unidades consumidoras, entre outros) e/ou geográfico (município, região, país) em um período pré-estabelecido (mensal, trimestral, anual, entre outros). A fórmula correspondente é expressa na Equação (2) a seguir:

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^{N_{ITot}} t_i N_{c_i}}{N_{CTot}} \quad (2)$$

onde i denota o índice da interrupção; N_{ITot} é o número total de interrupções; t_i representa a duração em horas da interrupção de índice i ; N_{c_i} é o número de consumidores afetados pela interrupção i ; N_{CTot} denota o número total de consumidores do agrupamento considerado.

- SAIFI: Representa um indicador coletivo que expressa o número médio de interrupções percebidas pelo número total de consumidores de um agrupamento de referência considerado. A fórmula correspondente é expressa na Equação (3) a seguir:

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^{N_{ITot}} N_{c_i}}{N_{CTot}} \quad (3)$$

- *Customer Average Interruption Duration Index* (CAIDI): Representa um indicador coletivo que expressa a duração média das interrupções percebidas pelos consumidores de um agrupamento em relação ao total de consumidores afetados pelas interrupções registradas no período. A fórmula correspondente é expressa na Equação (4).

$$CAIDI = \frac{\sum_{i=1}^{N_{ITot}} t_i N_{c_i}}{\sum_{i=1}^{N_{ITot}} N_{c_i}} \quad (4)$$

O indicador CAIDI também pode ser calculado a partir dos indicadores SAIDI e SAIFI, como expresso pela Equação (5).

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (5)$$

- *Customer Total Average Interruption Duration Index* (CTAIDI): Representa um indicador coletivo que expressa a duração média das interrupções percebidas pelos consumidores de um agrupamento que sofreram ao menos uma interrupção no período considerado. A fórmula correspondente é expressa na Equação (6).

$$CTAIDI = \frac{\sum_{i=1}^{N_{ITot}} t_i N_{c_i}}{N_{CInt}} \quad (6)$$

onde N_{CInt} representa o número de consumidores que sofreram interrupções no período.

- *Customer Total Average Interruption Frequency Index* (CTAIFI): Representa um indicador coletivo que expressa o número médio de interrupções percebidas pelos consumidores de um agrupamento que sofreram ao menos uma interrupção no período considerado. A fórmula correspondente é expressa na Equação (7).

$$CTAIFI = \frac{\sum_{i=1}^{N_{ITot}} N_{c_i}}{N_{CInt}} \quad (7)$$

O indicador CTAIFI também pode ser calculado a partir dos indicadores CAIDI e CTAIDI, como expresso pela Equação (8).

$$CTAIFI = \frac{CTAIDI}{CAIDI} \quad (8)$$

Os 5 indicadores definidos (SAIDI, SAIFI, CAIDI, CTAIDI, CTAIFI) são caracterizados como coletivos, e representam os parâmetros básicos de mensuração da continuidade do fornecimento, com especial relevância para os dois primeiros que expressam, respectivamente, a duração e frequência média de interrupções percebidas pelos consumidores do agrupamento (elétrico ou geográfico) considerado.

Na Europa também se destacam dois indicadores vinculados a quantificação da energia não fornecida aos consumidores em decorrência das interrupções (PÉREZ, 2017):

- *Energy Not Distributed* (END): Corresponde ao total de energia (média) não distribuída aos consumidores no período considerado, em geral, um ano. A fórmula correspondente é expressa na Equação (9).

$$END = \frac{E_F SAIDI}{H_{Ano}} \quad (9)$$

onde E_F representa a energia anual fornecida ao sistema de distribuição contemplado (MWh); e H_{Ano} é número de horas de um ano (8.760 horas).

- *Energy Not Supplied* (ENS): Corresponde à energia não fornecida aos clientes afetados pelas interrupções. A fórmula correspondente é expressa na Equação (10).

$$ENS = \sum_{j=1}^{N_{CInt}} E_j \quad (10)$$

onde j é o índice do consumidor que sofreu ao menos uma interrupção no período considerado, em geral, um ano.

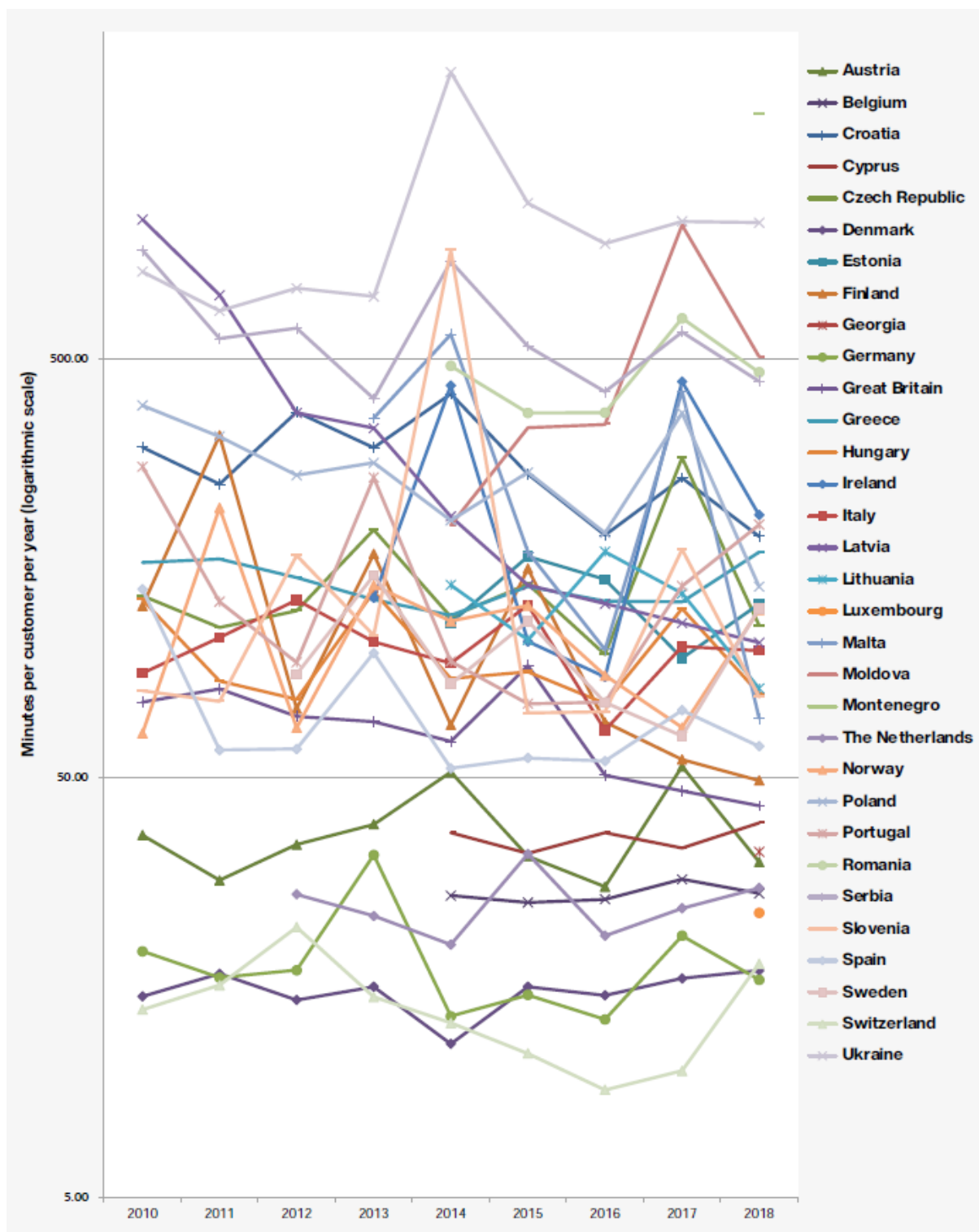
Por fim, cabe destacar que segundo CEER (2022) na Europa também são utilizados os seguintes parâmetros de qualidade na distribuição de energia elétrica, com expressão equivalente aos indicadores já definidos e padronizados nos EUA e Canadá pela norma IEEE 1366/2003, como segue:

- *Customer Minutes Lost* (CMI): Indicador utilizado no Reino Unido com expressão equivalente ao do SAIDI;
- *Customer Interruptions* (CI): Indicador utilizado no Reino Unido com expressão equivalente ao do SAIFI. Entretanto, há uma distinção básica, sendo que este parâmetro é referenciado a cada 100 consumidores;
- *Tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada* (TIEPI): Indicador usado na Espanha e Portugal com expressão equivalente ao do SAIDI, com a distinção de que a referência não é o número de consumidores (afetados pelas interrupções e total), mas a potência instalada em transformadores de distribuição mais a potência contratada pelos clientes atendidos em MT;
- *Número de interrupciones equivalente de la potencia instalada* (NIEPI): Indicador usado na Espanha com expressão equivalente ao do SAIFI, com a distinção de que a referência, assim como o TIEPI é a potência instalada em transformadores de distribuição mais a potência contratada pelos clientes atendidos em MT.

Devido a serem os indicadores que traduzem diretamente o impacto coletivo aos consumidores no que se refere a interrupções de fornecimento, de todos indicadores mencionados, os dois mais monitorados são o SAIDI e SAIFI. As Figura 9 e Figura 10 ilustram o desempenho dos indicadores SAIDI (minutos por ano) e SAIFI (interrupções por ano), respectivamente, no período de 2010 a 2018 para trinta e dois países europeus associados ao CEER.

Como pode-se observar, os minutos interrompidos por cliente por ano apresentados na Figura 9 como uma série temporal mostram uma variação muito ampla entre os países europeus, de nove minutos a mais de 2.400 minutos por ano. Destacam-se entre os melhores desempenhos países como Suíça, Dinamarca e Alemanha entre os anos de 2010 e 2018.

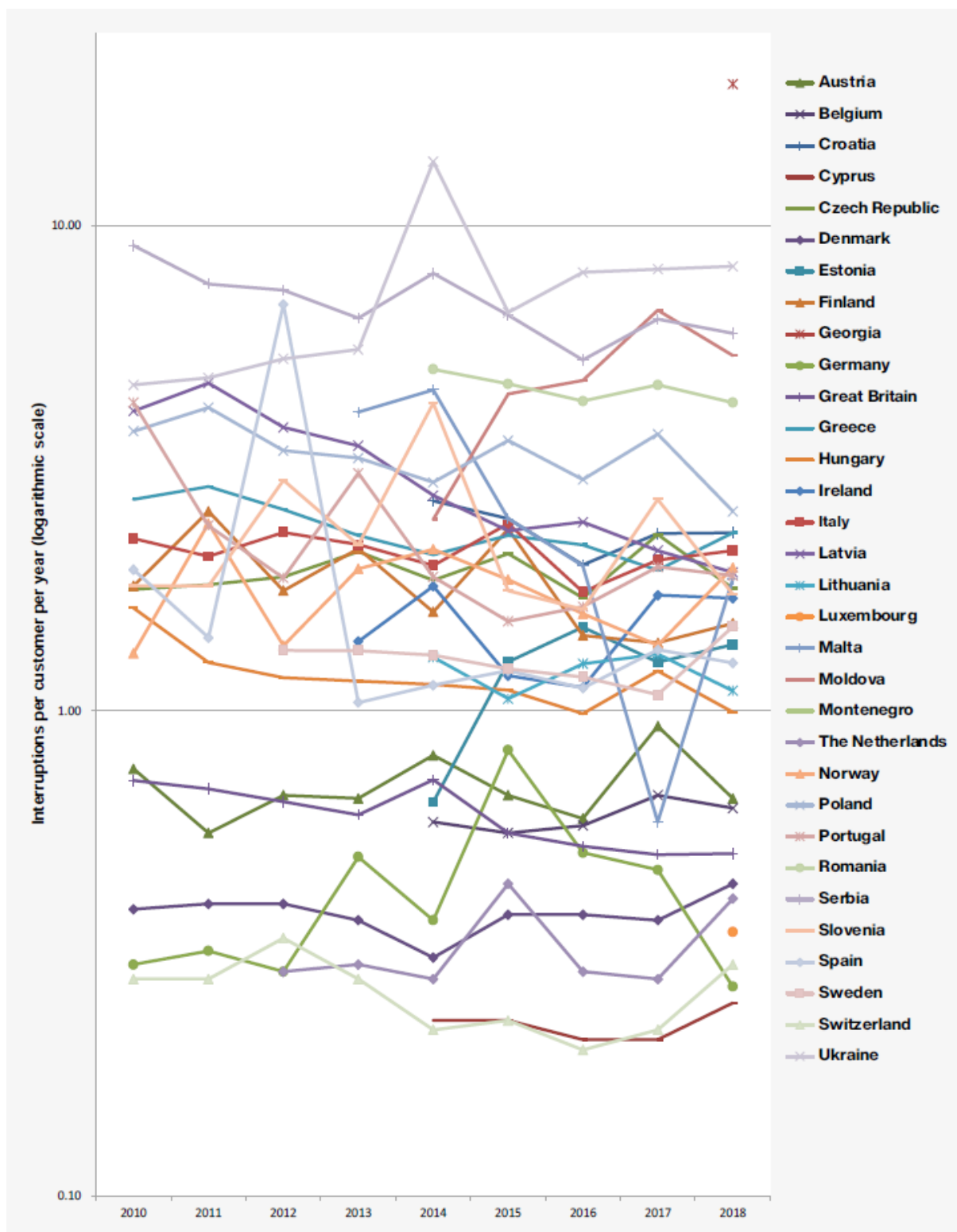
Figura 9 – Indicador SAIDI apurado para 32 países europeu associados ao CEER



Fonte: CEER (2022).

Já o número de interrupções por cliente por ano é apresentado na Figura 10 como uma série temporal e, tal como acontece com o SAIDI, existem diferenças significativas em toda a Europa, uma vez que os valores variam entre 0,2 e mais de 13

Figura 10 – Indicador SAIFI apurado para 32 países europeu associados ao CEER



Fonte: CEER (2022).

interrupções por cliente por ano. Destacam-se entre os melhores desempenhos países como Suíça, Chipre e Holanda entre os anos de 2010 e 2018.

2.4.2 Indicadores de Continuidade utilizados no Brasil

Os indicadores de continuidade utilizados na regulação brasileira estão definidos no Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2021b). Ao estabelecer os indicadores de continuidade e os padrões de desempenho para a qualidade do serviço, esse dispositivo normativo tem o papel de estabelecer parâmetros de gerenciamento das redes de distribuição brasileiras, possibilitando a aplicação de mecanismos de acompanhamento e controle, bem como fornecendo subsídios para planos de reforma e melhoramento da infraestrutura das distribuidoras quando necessário. Além disso, desenvolve papel fiscalizatório ao ofertar aos consumidores parâmetros para a avaliação de confiabilidade de forma simples e direta, através de indicadores de fácil compreensão e uso. É importante destacar que, diferente do contexto aplicado internacionalmente, no Brasil são estabelecidos indicadores de continuidade individuais – vinculados a cada UC – e coletivos – vinculados a um agrupamento de clientes, normalmente, um conjunto de UCs aprovado pela ANEEL e pertencente à mesma área de concessão.

Em geral, os agrupamentos de UCs denominados de conjuntos elétricos são definidos por SED abrangendo os alimentadores primários (redes de MT) à jusante da SED e de propriedade da distribuidora, sendo este conceito aplicado somente no Brasil. A regra geral de formação de um conjunto elétrico leva em consideração o número de UCs que a SED atende, sendo operacionalizada da seguinte forma:

- SEDs que possuam número de UCs igual ou inferior a 1.000 devem ser agregadas a outras, formando um único conjunto;
- SEDs com número de UCs superior a 1.000 e igual ou inferior a 10.000 podem ser agregadas a outras, formando um único conjunto;
- É vedada a agregação de duas ou mais SEDs cujos números de UCs sejam superiores a 10.000;
- Todas as UCs atendidas em BT ou MT deverão estar classificadas no mesmo conjunto de UCs da SED que as atendam;
- A agregação de SEDs deve obedecer ao critério de contiguidade de áreas.

Os indicadores de continuidade individuais utilizados na regulação brasileira são descritos a seguir, considerando a notação empregada no Módulo 8 do PRODIST.

- **Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC):** Constitui-se num indicador individual que expressa o tempo total que cada consumidor ficou interrompido no período considerado (mensal e/ou anual) devido a quantidade de interrupções em que foi afetado. O indicador é dado pela Equação (11) e é expresso em horas e centésimos de hora.

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (11)$$

onde i é o índice de interrupções na UC no período de apuração, variando de 1 a n ; n representa o número de interrupções da unidade consumidora, no período de apuração; e $t(i)$ denota o tempo de duração da interrupção (i) da UC, no período de apuração.

- Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (FIC): Constitui-se num indicador individual que expressa o número total de interrupções do consumidor no período considerado (mensal e/ou anual). O indicador é dado pela Equação (12) e é expresso em interrupções.

$$FIC = n \quad (12)$$

- Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora (DMIC): Constitui-se num indicador individual que expressa – considerando-se o total de interrupções do consumidor – a máxima duração de desligamento a que foi submetido. O indicador é dado pela Equação (13) e é expresso em horas e centésimos de hora.

$$DMIC = t(i)_{max} \quad (13)$$

onde $t(i)_{max}$ representa o valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua (i), no período de apuração, verificada na UC, expresso em horas e centésimos de horas.

- Duração de Interrupção Individual ocorrida em Dia Crítico por Unidade Consumidora (DICRI): Constitui-se num indicador individual vinculado a cada interrupção ocorrido em Dia Crítico. O indicador é dado pela Equação (14) e é expresso em horas e centésimos de hora.

$$DICRI = t_{critico} \quad (14)$$

onde $t_{critico}$ é a duração da interrupção ocorrida em Dia Crítico.

Em relação ao indicador DICRI, cabe destacar o conceito de Dia Crítico aplicado pelo PRODIST a dias em que o número de ocorrências emergenciais na rede de distribuição supera um determinado limite, no qual considera-se que é superada a capacidade de atendimento da distribuidora de atender novas ocorrências em um

conjunto elétrico. Em geral, Dias Críticos acontecem em situações de ocorrência de intempéries climáticas que causam danos em muitos pontos da rede elétrica e provocam desligamentos em grande número de UCs. O Módulo 1 do PRODIST traz a definição para Dia Crítico, como segue.

Dia Crítico: Dia em que a quantidade de ocorrências emergenciais, em um determinado conjunto de unidades consumidoras, superar a média acrescida de três desvios padrões dos valores diários. A média e o desvio padrão a serem usados serão relativos aos 24 (vinte e quatro) meses anteriores ao ano em curso, incluindo os Dias Críticos já identificados (ANEEL, 2021b).

O Dia Crítico juntamente com as Interrupções em Situações de Emergência (ISE) consistem em dispositivos de expurgo do procedimento de apuração dos indicadores de continuidade. Nesses casos, por serem consideradas condições atípicas que superam a capacidade de atendimento normal da distribuidora, as interrupções associadas a essas condições não são contabilizadas para apuração dos indicadores oficiais. A definição de ISE estabelecida pelo Módulo 1 do PRODIST é a seguinte:

Interrupção em Situação de Emergência (ISE): Interrupção originada no sistema de distribuição, resultante de Evento que comprovadamente impossibilite a atuação imediata da distribuidora e que não tenha sido por ela provocada ou agravada (ANEEL, 2021b).

Por fim, os indicadores de continuidade coletivos utilizados na regulação brasileira são descritos a seguir, considerando também a notação empregada no Módulo 8 do PRODIST.

- DEC: Indicador coletivo que expressa o tempo médio de interrupção vinculado a cada consumidor do conjunto no período considerado (mensal e/ou anual). Portanto, corresponde ao indicador SAIDI definido internacionalmente. O DEC é dado pela Equação (15) e expresso em horas e centésimos de hora.

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{C_c} DIC(i)}{C_c} \quad (15)$$

onde C_c é o número total de UCs faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em BT ou MT.

- FEC: Indicador coletivo que expressa o número médio de interrupções vinculado a cada consumidor do conjunto no período considerado (mensal e/ou anual). Portanto, corresponde ao indicador SAIFI definido internacionalmente. O FEC é dado pela Equação (16) e expresso em número de interrupções e centésimos do número de interrupções.

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{C_c} FIC(i)}{C_c} \quad (16)$$

Os dois indicadores coletivos DEC e FEC são as principais métricas de avaliação de qualidade de serviço prestado aos consumidores das empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil. Adicionalmente, além de representarem métricas de avaliação, esses indicadores são objeto de cláusulas dos Contratos de Concessão das distribuidoras, constituídos com a premissa de garantir a busca pela prestação de serviço adequada ao consumidor e por evoluções nas metas de melhorias de qualidade ao longo do tempo.

Destaca-se que o procedimento de apuração dos indicadores coletivos DEC e FEC não leva em consideração todas as interrupções percebidas pelos consumidores conectados na rede elétrica da distribuidora e, portanto, os indicadores reais percebidos pelos consumidores não é igual aos indicadores oficiais apurados pelas distribuidoras. A Figura 11 mostra a estratificação das interrupções de longa duração de acordo com a previsibilidade e origem.

Figura 11 – Estratificação das interrupções de longa duração

		<i>Origem</i>		
		Externa	Interna	
<i>Previsibilidade</i>	Programada	XP	IPC	IP
	Não Programada	XN	INC	IND
			INE	
			INO	

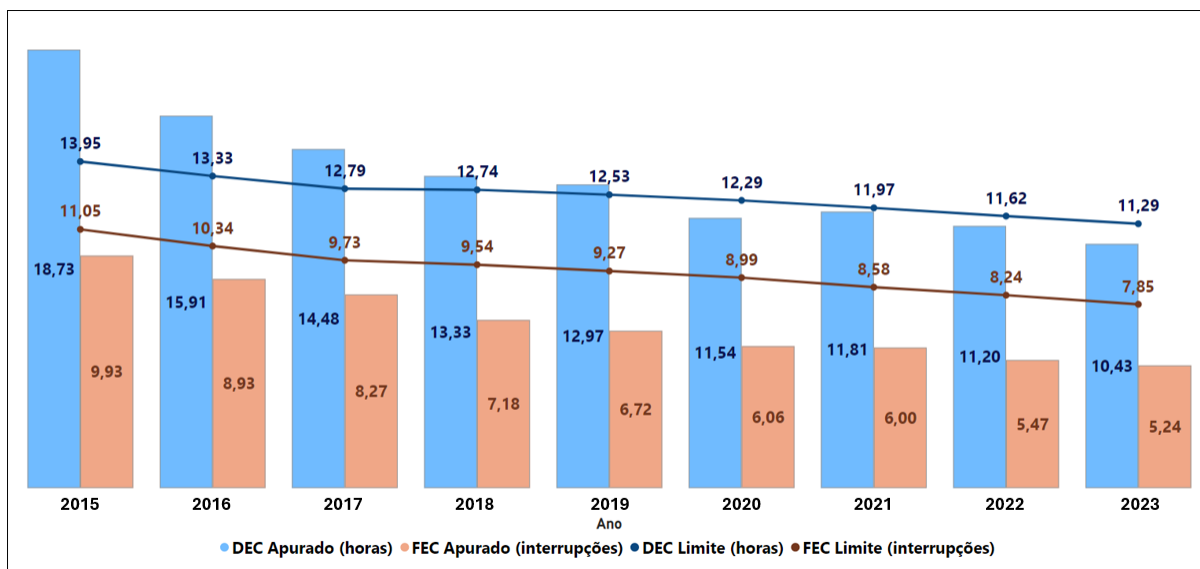
Fonte: (ANEEL, 2021b)

Devido à possibilidade de diferentes previsibilidades e origens das interrupções apenas as interrupções de longa duração (maior que 3 minutos), de origem interna ao sistema de distribuição e não expurgáveis são as contabilizadas para compor os indicadores oficiais monitorados para fins de avaliação do cumprimento de Contrato de Concessão das distribuidoras, as quais estão ilustradas na Figura 11 com a cor branca. As demais estratificações marcadas na cor cinza são expurgadas do procedimento de apuração dos indicadores. Assim, as interrupções contabilizadas para apuração dos indicadores compõem as seguintes parcelas dos indicadores DEC e FEC:

- DEC_{ip} e FEC_{ip} – DEC ou FEC devido a interrupção de origem interna ao sistema de distribuição e programada, não ocorrida em Dia Crítico; e
- DEC_{ind} e FEC_{ind} – DEC ou FEC devido a interrupção de origem interna ao sistema de distribuição, não programada e não expurgável.

A Figura 12 ilustra os desempenhos dos indicadores DEC e FEC apurados para o Brasil entre os anos de 2015 e 2023.

Figura 12 – Limites de Indicadores de Continuidade e valores apurados no Brasil



Fonte: Adaptado de ANEEL (2024)

Como observa-se na Figura 12, ao longo dos últimos anos, o desempenho dos indicadores de qualidade tem apresentado melhora, o que é representado por uma redução na média de duração das interrupções de fornecimento e na frequência dessas interrupções. Destaca-se que o desempenho apurado do indicador DEC nos últimos quatro anos inclusive vem atendendo ao limite regulatório definido pela ANEEL, o que não vinha acontecendo no passado, até o ano de 2019. Por outro lado, o desempenho apurado do indicador FEC tem sempre atendido o limite regulatório definido para a série história, sendo alcançadas melhorias de desempenho ano após ano. Por último, destaca-se que, desde que foram adotadas pela ANEEL as técnicas de classificação dos conjuntos elétricos e estabelecidos os limites regulatórios para indicadores após a AP nº 029/2014, é possível notar avanços concretos quanto à qualidade global do serviço prestado pelas distribuidoras brasileiras a partir da redução dos indicadores de continuidade brasileiros apurados.

2.5 BREVE HISTÓRICO DA REGULAMENTAÇÃO DE DEFINIÇÃO DE LIMITES DE INDICADORES COLETIVOS DE CONTINUIDADE NO BRASIL

A regulação brasileira pertinente à qualidade do fornecimento teve início em 1978 através da publicação da Portaria nº 046 pelo antigo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), que estabeleceu indicadores e padrões de continuidade a serem cumpridos pelas distribuidoras (ANEEL, 2009, 2018). A partir

desse instrumento normativo, os regulamentos relacionados a esse tema passaram por aprimoramentos até chegar ao modelo regulatório atual aplicado pela ANEEL após a AP nº 029/2014. A Figura 13 ilustra, resumidamente, a cronologia da regulação da qualidade do fornecimento brasileira no que tange à definição dos limites dos indicadores de continuidade coletivos, com marcos históricos relevantes ao longo dos aprimoramentos da regulamentação.

Figura 13 – Histórico da regulamentação brasileira pertinente à qualidade de fornecimento de energia elétrica.



Fonte: Autor

Referente aos indicadores que mensuram a qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica em âmbito coletivo no Brasil, DEC e FEC, que quantificam respectivamente as médias de duração e frequência de interrupção do fornecimento por unidade consumidora (UC), os padrões foram inicialmente fixados pela Portaria DNAEE nº 046/78 de modo uniforme para todas as distribuidoras, não levando em consideração as respectivas especificidades regionais. A única regra efetiva para a análise por meio de agrupamento dos clientes atendidos, abordagem definida por conjuntos, era a de que as respectivas UCs estivessem contidas em áreas contíguas abrangendo toda a área de concessão. Outro aspecto relevante da Portaria nº 046/1978 foi o não estabelecimento de formas de penalização em caso de descumprimento dos padrões fixados, fato este que limitou a efetividade e consolidação deste instrumento normativo. Em meados da década de 1990, após avaliação da ANEEL, as disposições desta Portaria passaram a se mostrar incompatíveis frente à reestruturação do setor elétrico em curso.

Com a assinatura dos novos contratos de concessão sob o novo modelo de Estado Regulador no final da década de 1990, como consequência da Lei 8.987/1995, conhecida como Lei das Concessões, as distribuidoras passaram a ser submetidas ao processo de apuração e controle de níveis de qualidade de fornecimento de energia elétrica sob o conceito de conjunto de unidades consumidoras, com metas estabeleci-

das, inicialmente, segundo o princípio da melhoria contínua. Já na esfera de atuação regulatória da ANEEL foi editada, em 27 de janeiro de 2000, a REN nº 024/2000 (ANEEL, 2000) que padronizou a forma de apurar, tratar e informar os dados relativos à continuidade do serviço. Entre outros aspectos primordiais desse dispositivo normativo se destacou a proposta de análise comparativa dos conjuntos de UCs visando o estabelecimento de metas anuais e trajetória de desempenho com a premissa básica de que “conjuntos semelhantes devem apresentar desempenho equivalente” (ANEEL, 2009). Assim, a ANEEL utiliza modelos de comparação entre conjuntos para a definição de limites de continuidade desde o ano 2000, quando foi publicada a REN nº 024.

O método de comparação de desempenho baseia-se em técnicas estatísticas de formação de agrupamentos denominados *clusters*, que permitem identificar conjuntos com características homogêneas. Esse tipo de instrumento é utilizado quando não é possível estabelecer deterministicamente os valores assumidos pelas variáveis de um determinado problema. A aplicação dessa metodologia permite ao órgão regulador superar uma desvantagem natural, decorrente da assimetria de informações em relação às distribuidoras, maximizando o uso dos recursos disponíveis. Além disso, o estabelecimento de limites por comparação é adequado em segmentos considerados monopólios naturais, uma vez que permite a emulação de um ambiente concorrencial que objetiva a melhoria da qualidade de serviço das empresas (ANEEL, 2021a).

A primeira versão da metodologia de definição de limites dos indicadores de coletivos de continuidade foi utilizada pela ANEEL por cerca de 10 anos. Os conjuntos de todas as distribuidoras do Brasil eram submetidos à uma *clusterização* por meio do método *k-means*, com 30 *clusters*, observando-se cinco atributos geoeletricos. A ANEEL não impunha nenhuma restrição para a formação dos conjuntos, sendo uma prerrogativa de cada distribuidora. Por não haver nenhuma restrição, não restou definido um critério geral de formação dos conjuntos, o que prejudicava o método comparativo, visto que não havia bem definida uma unidade básica de análise da qualidade de fornecimento de energia elétrica das distribuidoras. Após formação de cada *cluster*, os conjuntos apresentam atributos semelhantes, mas indicadores de desempenho apurados diferentes em anos passados, de forma que a metodologia estabelecia, para os conjuntos de cada *cluster*, os limites futuros de DEC e FEC, dentro de um determinado espaço de tempo. Para determinar os limites de cada *cluster*, era utilizada uma técnica conhecida como *Yardstick Competition*. Esta técnica consiste em determinar a referência do *cluster* a partir de um limite estatístico. Por fim, os limites para cada ano eram definidos a partir de uma função exponencial decrescente, para um intervalo de tempo estabelecido, partindo dos valores observados inicialmente, chegando ao limite de referência estabelecido para o *cluster*.

A partir de 2011, passou a ser utilizada a segunda versão da metodologia, que

apresentou importantes avanços em relação à anterior, dentre os quais podem ser destacados a alteração do critério de formação de conjuntos, que passaram a ser definidos pelas UCs supridas por uma subestação e seus alimentadores de média tensão, a mudança do método de *clusterização k-means* para o método dinâmico, em que cada conjunto é a referência para formação do seu *cluster*, e a revisão dos atributos utilizados, os quais foram selecionados com base em uma análise estatística de análise fatorial e de correlações.

Em 2014, foi aprovada a terceira versão da metodologia de definição de limites dos indicadores coletivos de continuidade, a qual vem sendo aplicada desde 2015. A metodologia atual de definição dos limites dos indicadores DEC e FEC das distribuidoras foi aprovada por meio da REN nº 641, de 16 de dezembro de 2014, após a realização da AP nº 29/2014. O procedimento detalhado de cálculo dos limites da metodologia atual também foi consolidado na mesma AP, por meio da Nota Técnica nº 102/2014-SRD/ANEEL (ANEEL, 2014b), a qual apresenta os procedimentos adotados para os conjuntos classificados como heterogêneos, conjuntos que apresentam elevada participação de suprimento e conjuntos que apresentam limites com trajetórias de redução intensas.

Por fim, em 2021, com a finalização da Consulta Pública (CP) nº 038/2019 e publicação da REN nº 925/2021 (ANEEL, 2021d), a ANEEL promoveu alteração no procedimento de apuração dos indicadores coletivos de continuidade DEC e FEC das distribuidoras, eliminando dessa apuração as interrupções de origem externa ao sistema de distribuição. Essa alteração impactou na metodologia de definição dos limites dos indicadores de continuidade coletivos dos conjuntos, de modo que a partir de 2021 as distribuidoras que passam por processo de revisão tarifária não tem mais a avaliação da participação de suprimento no modelo para estabelecimento dos limites dos indicadores de continuidade coletivos dos seus conjuntos.

2.6 DISCUSSÕES ACERCA DO ESTADO DA ARTE

Conforme discutido nas seções anteriores desse capítulo, a definição de parâmetros de qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica é um tema relevante no setor elétrico, uma vez que o fornecimento confiável de energia é essencial para desenvolvimento de atividades e satisfação dos consumidores. Além disso, esse tema tem correlação direta com aspectos econômicos tanto do ponto de vista dos mercados consumidores que têm tarifas reguladas a serem aplicadas, quanto do ponto de vista das empresas distribuidoras que devem gerenciar com prudência suas receitas e investimentos para cobrir custos de operação e manutenção da rede elétrica em sua área de concessão. O tema de qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica no Brasil começou a se tornar mais evidente e estudado a partir da publicação da REN nº 024/2000 em janeiro de 2000 (ANEEL, 2000), quando a primeira versão

da metodologia de definição de limites dos indicadores de coletivos de continuidade passou a ser utilizada pela ANEEL.

Os trabalhos técnicos pioneiros encontrados na literatura relacionados a esse tema no Brasil foram desenvolvidos por TANURE (2000) e PESSANHA (2006), os quais se tornaram referências relevantes na área de metodologias e critérios para definições de limites e avaliação da qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica. Em síntese, esses trabalhos representam um importante marco na literatura de regulação técnica de qualidade de fornecimento de energia do SEB.

O trabalho de TANURE (2000) apresenta uma metodologia para o estabelecimento das metas de continuidade para os indicadores de continuidade coletivos DEC e FEC através da comparação de desempenhos apurados desses indicadores entre as concessionárias do Brasil. Para isso, foi utilizado o algoritmo de *clusterização k-means* para a definição dos *clusters* de conjuntos de UCs semelhantes entre si. A metodologia proposta considera cinco atributos e foi aplicada em 4.135 conjuntos de 56 concessionárias. Destaca-se que este estudo foi utilizado pela ANEEL como base para estabelecer a primeira versão do modelo de definição de *clusters* e limites globais dos indicadores de continuidade dos conjuntos das distribuidoras e que, na época, o critério de formação de conjuntos de UCs aplicado pela ANEEL (ANEEL, 2000) adotava apenas atributos geográficos para estabelecer os agrupamentos, diferente da regra de formação atual aplicada através do PRODIST (ANEEL, 2021b) que considera um critério puramente elétrico, o número de UCs atendidas pelos alimentadores de MT das subestações das distribuidoras.

Com o mesmo objetivo, o trabalho de PESSANHA (2006) propõe a aplicação da técnica de análise envoltória de dados (DEA) na definição dos limites dos indicadores de continuidade coletivos DEC e FEC, considerando todo o universo de conjuntos de UCs do Brasil. A proposta utiliza uma análise em dois estágios, onde primeiro realiza-se uma *clusterização* das distribuidoras utilizando um mapa auto-organizável e são definidos os limites globais das áreas de concessão por meio do DEA. Em seguida, partindo-se desses limites globais definidos, os limites dos conjuntos de cada distribuidora são estabelecidos com base em uma otimização, de maneira que os indicadores de todos os conjuntos de uma mesma empresa tenham exigências de melhorias significativas ao longo do tempo, o que significa que com a progressão do ciclo tarifário os limites vão se tornando menores. O autor aplicou a metodologia proposta aos conjuntos das empresas Light e Ampla, ambas concessionárias com atuação no estado do Rio de Janeiro, e os resultados encontrados foram satisfatórios, pois assemelharam-se às progressões históricas das distribuidoras e também à metodologia vigente à época.

Outro aspecto importante que também é foco de estudo dentro do tema de qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica desde o início dos anos 2000 são os critérios de formação e classificação dos conjuntos elétricos. No trabalho de

SPERANDIO (2004), motivado pelo não atendimento dos limites regulatórios de indicadores DEC e FEC estabelecidos para muitos conjuntos da empresa Celesc-Dis, o autor estudou formas para reclassificar os conjuntos, com o objetivo de obter agrupamentos mais homogêneos, possibilitando à distribuidora identificar se um conjunto foi mal classificado pela ANEEL. SPERANDIO (2004) utilizou métodos de agrupamento como o algoritmo *k-means* e mapa auto-organizáveis, fazendo uma validação cruzada entre estes dois métodos. Com isto, consolidou uma metodologia para classificar e analisar conjuntos de UCs, desde a seleção de variáveis mais adequadas para o agrupamento de conjuntos, até a identificação de conjuntos considerados críticos. Tais conjuntos classificados como críticos são tratados como os que a concessionária deve direcionar maior volume de investimentos, com a finalidade de melhorar a qualidade do serviço prestado, impactando diretamente na diminuição de valores de multas pagas por violação dos limites de continuidade.

No ano de 2010, considerando que a metodologia para o estabelecimento dos limites dos indicadores DEC e FEC por análise comparativa já vinha sendo aplicada a cerca de dez anos desde a publicação da REN nº 24/2000 (ANEEL, 2000), a ANEEL instaurou a CP 008/2010 com o objetivo de discutir com agentes interessados e sociedade em geral o aprimoramento da regulamentação dos limites de indicadores de continuidade do fornecimento. Nessa CP, a ANEEL apresentou, no anexo da Nota Técnica nº 0028/2010-SRD/ANEEL (ANEEL, 2010), uma proposta de aperfeiçoamento da metodologia de estabelecimento desses limites. A metodologia proposta pela ANEEL (2010) tomou como base os três trabalhos já mencionados nessa seção. O principal aspecto trazido por essa proposta foi a realização de uma etapa adicional de classificação dos conjuntos, chamada de *pré-clusterização*, na qual em uma primeira etapa são comparadas as distribuidoras. Essa etapa inicial tem como objetivo possibilitar uma maior diferenciação entre os *clusters*, ao agregar características relacionadas à qualidade de serviço que são de difícil aquisição para um conjunto, porém que podem ser obtidas a nível de área de concessão. A segunda etapa consiste na realização da comparação dos conjuntos das empresas consideradas semelhantes em cada *pré-cluster* usando o algoritmo *k-means* a partir de seis atributos definidos. Por fim, a última etapa consiste em análise comparativa para a definição dos limites dos indicadores DEC e FEC. A aplicação dessa análise parte do pré-suposto que os conjuntos localizados em um mesmo agrupamento são semelhantes e, por consequência, a continuidade do fornecimento de energia elétrica também deve ser semelhante.

Assim, na proposta apresentada pela ANEEL (2010) é realizada análise dos conjuntos pertencentes ao mesmo *cluster* comparados de acordo com os seguintes critérios de comparação baseados em modelos clássicos de regulação por desempenho: *Yardstick Competition*, *Benchmarking* e Análise Envoltória de Dados (DEA). No entanto, apesar de ter sido aberta a discussão em relação a qual o melhor método para

definição dos limites, após as participações e contribuições dos agentes interessados, a ANEEL não adotou o modelo de *pré-clusterização* estudado, mantendo o método comparativo entre conjuntos com algumas modificações em relação à primeira versão da metodologia aplicada. Destaca-se que a segunda versão da metodologia entrou em vigor a partir do terceiro CRTP das distribuidoras, o qual teve início em 2011, e teve como principais inovações a modificação do critério de formação de conjuntos, que passaram a ser formados segundo um critério puramente elétrico, a mudança do método de clusterização *k-means* para um método denominado dinâmico, onde cada conjunto é a referência para formação de seu *cluster*, e a revisão dos atributos utilizados para formação dos *clusters*.

Outro trabalho relevante na mesma temática foi publicado em 2012. Com finalidade semelhante de desenvolver uma metodologia para determinação de valores para os limites de indicadores de continuidade de acordo com características físicas e operacionais de um determinado conjunto elétrico, NETO (2012) desenvolveu uma ferramenta computacional, utilizando lógica *fuzzy*, que considera todas as etapas de cálculo, utilizando base de dados fornecida pela distribuidora. Propõe-se ajudar a concessionária na justificativa para solicitação de ajuste aos limites definidos pela ANEEL, visando corrigir possíveis incoerências. Também possibilita-se a identificação de conjuntos que devem ser priorizados para ações de melhoria nas redes, para se obter um melhor desempenho nos indicadores de continuidade. De modo semelhante, mais recentemente a pesquisa de THIMOTEO *et al.* (2021) propõe uma técnica de *clusterização fuzzy* otimizada, utilizando os algoritmos *fuzzy c-means* e de otimização por enxame de partículas, com o intuito de flexibilizar o agrupamento dos conjuntos de UCs e estabelecer limites coletivos para os indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica. Os resultados mostraram que a técnica proposta pode ajudar a estabelecer limites mais realistas e justos para os indicadores de continuidade do serviço.

Observando-se outros trabalhos analisados para compor esta revisão bibliográfica, notou-se de modo geral que o *benchmarking* e outras técnicas de análise comparativa têm sido amplamente utilizadas para avaliar e melhorar a eficiência e a qualidade dos serviços prestados pelas empresas de distribuição de energia elétrica. A técnica de *benchmarking* é um processo de comparação sistemática de uma organização com outras empresas ou instituições que possuem desempenho similar ou superior em determinadas áreas. Essa técnica é utilizada para identificar as melhores práticas e estratégias que podem ser adotadas pela organização para melhorar a sua eficiência e desempenho (SHVEDOVA, 2020). Na sequência, são discutidos alguns estudos considerados importantes para se tratar dessa temática.

Em FENRICK; GETACHEW (2012) os autores abordam a formulação de metas de confiabilidade e avaliações de desempenho apropriadas para o setor elétrico, a fim

de garantir um serviço confiável e de elevada qualidade para os consumidores. Eles propõem um modelo de metas de confiabilidade com base em três elementos principais: necessidades dos clientes, expectativas regulatórias e limitações de recursos. Para isso, utilizam dados históricos de interrupções no fornecimento de energia elétrica para estimar as necessidades dos clientes e definir níveis apropriados de confiabilidade. Os autores apresentam um modelo de avaliação de desempenho baseado em indicadores de confiabilidade, como o índice de frequência e duração das interrupções no fornecimento de energia elétrica. O modelo permite comparar o desempenho das empresas distribuidoras de energia elétrica e identificar áreas de melhoria. Em síntese, o artigo de FENRICK; GETACHEW (2012) apresenta uma abordagem abrangente e prática para a formulação de metas de confiabilidade e avaliações de desempenho. A metodologia proposta pode contribuir para a melhoria contínua da qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica e para a satisfação dos consumidores.

No estudo de SHVEDOVA (2020), apresenta-se uma análise do uso de *benchmarking* na definição das tarifas de distribuição de energia elétrica. Os resultados mostraram que a aplicação de *benchmarking* pode ser uma ferramenta eficaz para avaliar o desempenho das empresas de distribuição de energia elétrica e melhorar a eficiência do setor. De forma análoga, no estudo de JAMASB; POLLITT (2000), analisa-se a experiência internacional de *benchmarking* e regulação no setor elétrico. Os autores também concluem que o *benchmarking* pode ser uma ferramenta eficaz para avaliar o desempenho das empresas de distribuição de energia elétrica e melhorar a qualidade do serviço.

A pesquisa desenvolvida por GIANNAKIS *et al.* (2005) apresenta uma aplicação de *benchmarking* e regulação de incentivo na melhoria da qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica aplicada ao Reino Unido. Assim como os estudos comentados anteriormente, os resultados igualmente mostraram que a abordagem proposta pode levar a melhorias significativas do serviço prestado pelas empresas distribuidoras de energia elétrica. Ainda nesse viés, o estudo de BICHPURIYA *et al.* (2011) apresenta uma abordagem de *benchmarking* para avaliar a confiabilidade dos índices de distribuição de energia elétrica. Os resultados são importantes, pois definiram que a abordagem proposta pode ajudar a identificar as áreas em que as empresas de distribuição de energia elétrica precisam melhorar para aumentar a confiabilidade do serviço prestado.

PRETTICO *et al.* (2022) discutem como orientar os investimentos no sistema de distribuição de energia elétrica para melhorar a qualidade do serviço. Os autores destacam que as distribuidoras enfrentam o desafio de equilibrar o investimento em infraestrutura e tecnologia com a manutenção de preços razoáveis e a melhoria da qualidade do serviço. Para abordar esse desafio, os autores propõem uma abordagem baseada em indicadores de desempenho, como a frequência e duração das interrup-

ções no fornecimento de energia elétrica, e na análise dos custos e benefícios dos investimentos em diferentes áreas. Para avaliar a eficácia da abordagem proposta, os autores realizaram um estudo em sete distribuidoras de energia elétrica em diferentes países da Europa. Os resultados mostraram que as empresas que adotaram uma abordagem baseada em indicadores de desempenho tiveram uma melhoria significativa na qualidade do serviço em comparação com as empresas que não adotaram essa abordagem. Os autores concluem que a abordagem baseada em indicadores de desempenho pode ser uma ferramenta útil para orientar os investimentos no sistema de distribuição de energia elétrica e melhorar a qualidade do fornecimento. Além disso, a análise dos custos e benefícios dos investimentos pode ajudar as empresas a tomar decisões mais efetivas em relação aos investimentos em infraestrutura e tecnologia. O artigo de PRETTICO *et al.* (2022) apresenta uma abordagem prática e eficaz para orientar os investimentos no sistema de distribuição de energia elétrica e melhorar a qualidade do serviço. Tal proposta pode ser útil para as distribuidoras de energia elétrica em todo o mundo que enfrentam desafios semelhantes.

PÉREZ (2012) discute a importância do estabelecimento de metas de qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica e propõe procedimentos para esse processo. A autora enfatiza que as metas de qualidade do serviço são essenciais para garantir a satisfação dos consumidores e a eficiência operacional das distribuidoras de energia elétrica. No entanto, a definição dessas metas pode ser complexa e envolve a consideração de diversos fatores, como as expectativas dos consumidores, as condições operacionais e as limitações financeiras. Para abordar esse desafio, a autora propõe um modelo de procedimentos para o estabelecimento de metas de qualidade do serviço, baseado em três etapas principais: identificação dos requisitos regulatórios, análise dos dados históricos e definição das metas. O modelo proposto permite que as empresas estabeleçam metas de qualidade do serviço alinhadas com os requisitos regulatórios e as expectativas dos consumidores. Além disso, o modelo permite a análise de dados históricos para identificar as áreas de melhoria e a definição de metas realistas e alcançáveis.

Infere-se, pois, que os estudos analisados nesta seção, apresentam diferentes abordagens e metodologias para a estabelecimento de limites de indicadores de continuidade e melhoria da qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica. Todos têm em comum a temática do *benchmarking* e como este se destaca como uma ferramenta importante para a definição de melhores práticas, assim como a fixação de metas mais eficazes no tange à distribuição de energia elétrica.

2.7 PROJETO DE P&D DESENVOLVIDO PELA CELESC-DIS

No ano de 2018, a distribuidora Celesc-Dis, juntamente com a empresa Daimon Engenharia e Sistemas, iniciou o desenvolvimento de projeto de PeD intitulado

“Definição de conjuntos de unidades consumidoras eficientes sob os enfoques dos consumidores, das empresas e do regulador”, o qual foi finalizado no início de 2021. O objetivo central da pesquisa foi fazer uma revisão da metodologia atual aplicada pela ANEEL para a definição dos limites dos indicadores de continuidade coletivos DEC e FEC, bem como propor uma nova abordagem metodológica baseada em um modelo que consiga abarcar, com a maior precisão possível, as características operacionais dos conjuntos elétricos brasileiros.

Conforme destacado na Nota Técnica nº 0136/2021-SRD/ANEEL, o estudo considerou inicialmente avaliar se o conjunto elétrico na forma como é dado atualmente como a área de abrangência de uma subestação seria a melhor unidade para avaliação da qualidade do serviço no Brasil, em razão de uma mesma subestação poder apresentar condições distintas de atendimento por efeito de diferentes características de exposição de seus alimentadores, incluindo-se a própria influência de seus arranjos e a quantidade existente. Em linhas gerais, para a formação de novos conjuntos o estudo avaliou a divisão das áreas de atendimento das subestações em regiões de densidade, para observar desempenhos de qualidade de fornecimento considerando aspectos intrínsecos relacionados às características da área geográfica.

A modelagem proposta no estudo se apoia previamente no mecanismo de investigação e seleção de atributos explicativos eficientes e em uma definição consistente da área geográfica vinculada ao conjunto elétrico. Essa premissa se sustenta numa avaliação das regiões de atendimento caracterizadas como urbanas e rurais ou mais ou menos densas, buscando dentro de grandes grupos de dados de atributos de mercado e rede elétrica, de infraestrutura urbana, geoambientais e socioeconômicos quais seriam os descritores dos indicadores de continuidade de fornecimento. Para tanto, foram avaliadas bases de dados da ANEEL e bases de dados públicas de outras entidades governamentais, como o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), e por meio de análises estatísticas foram selecionados os atributos mais correlacionados com os indicadores DEC e FEC. Após essa etapa, a partir de análises adicionais, o projeto chegou às seguintes conclusões:

- (a) Apesar do grande esforço e da análise de diversas variáveis, não se verificou melhora significativa em relação ao modelo atual aplicado pela ANEEL, o que sugere que um modelo mais simplificado pode ser o caminho mais adequado;
- (b) As análises complementares apontam que uma mudança mais estrutural no modelo representam vantagens no sentido de ganho de simplicidade e facilidade de replicação da metodologia; e
- (c) Os estudos apontaram que a definição de áreas sensíveis à continuidade está diretamente relacionada com a densidade de mercado consumidor.

Desta forma, o estudo constatou que a visão tanto georreferenciada vinculada à presença de infraestrutura urbana quanto operativa em termos de desempenho dos indicadores oferecida pela informação densidade de consumidores é capaz de estabelecer consensos para a definição de novas áreas de abrangência e novos limites de qualidade de fornecimento para os conjuntos elétricos, apoiada na verificação de uma maior uniformidade no atendimento. Essa constatação é resultado da verificação de que a uniformidade do atendimento em um conjunto elétrico decresce com o aumento do tamanho do mesmo, especialmente se houver variação entre áreas de densidade dentro do próprio conjunto. Assim, a simplificação das regras de obtenção de limites se mostrou disruptiva e factível com a proposição apresentada. Algumas características da proposição trazidas pelo estudo são:

- Estabelecimento de limites de DEC e FEC considerando níveis de exigências diferentes de acordo com áreas de densidade de unidades consumidoras;
- Manutenção do conceito de *benchmarking* e exigência de melhoria contínua; e
- Definição de sinal regulatório no qual o nível de qualidade mais exigente em mercados mais densos tenha a visão estratégica por ponto de suprimento, levando a uma maior prudência do capital investido.

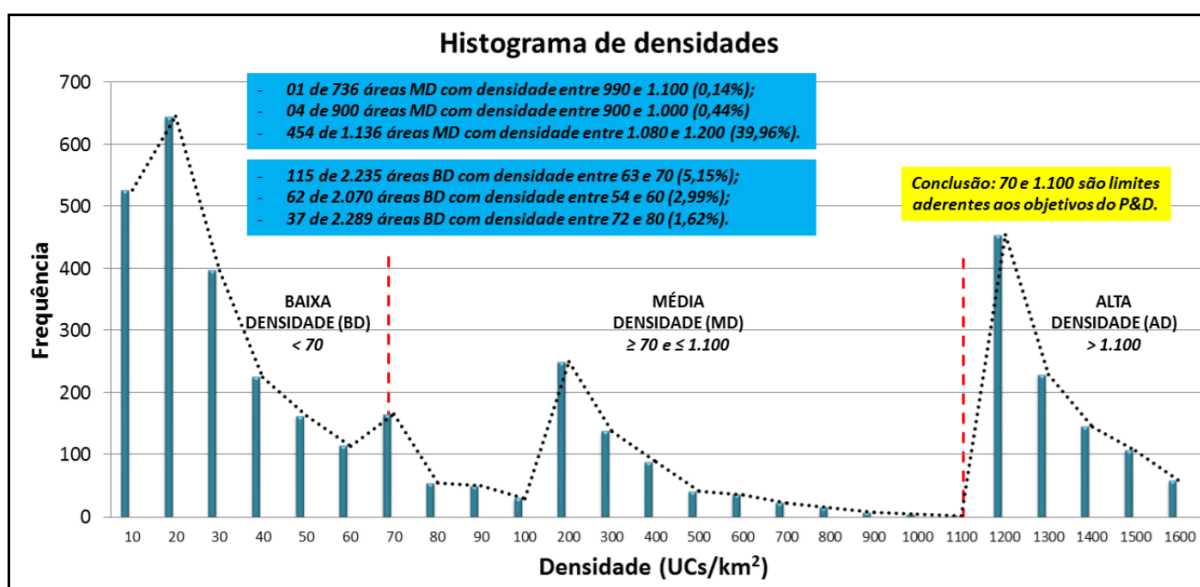
Para o estabelecimento das diferentes áreas de densidade, o estudo levou em consideração que o Brasil se trata de um país continental que possui ampla diversidade de mercado espalhado por todo seu território. Desta forma, não há como garantir que todas as áreas urbanas e rurais apresentam as mesmas características geográficas de modo que haja semelhança suficiente para que sejam comparadas de maneira justa. Assim, o estudo considerou ideal que haja separação em 3 três diferentes áreas de densidade, quais sejam, alta, média e baixa densidade, para que se tenha um tipo intermediário que consiga englobar áreas que tenham graus de urbanidade média. A definição dos limiares de número de UCs/km² se deu considerando os seguintes critérios:

- (a) Para a definição de um limiar entre áreas de alta densidade e média densidade foram calculados os valores médios de densidade por distribuidora considerando apenas aquelas áreas de abrangência com predominância de setores censitários urbanos sobre setores censitários rurais, segundo base de dados do IBGE. A utilização do valor médio de áreas de abrangência com esta característica por distribuidora buscou, em certa medida, atenuar a dispersão dos dados e considerar as diferentes concentrações de mercado nas áreas mais urbanas atendidas pelas distribuidoras. Assim, foi calculado um limiar entre áreas de alta densidade e média densidade igual a 1.100 UCs/km².

- (b) Para o limiar entre áreas de baixa densidade e média densidade, foram usados valores médios de densidade por distribuidora considerando apenas áreas de abrangência com a presença de setores censitários rurais, segundo base de dados do IBGE. Assim, devido a esta predominância, foi calculado um limiar entre áreas de baixa densidade e média densidade igual a 70 UCs/km².

De maneira a evidenciar a adequabilidade das faixas de densidade concebidas, a Figura 14 mostra a construção de um histograma considerando todos os conjuntos elétricos analisados dentro do estudo a partir das áreas de atuação das subestações.

Figura 14 – Histograma de densidades dos conjuntos elétricos de todas as distribuidoras analisadas no estudo de P&D.



Fonte: (CELESC, 2021).

Neste histograma é possível notar que a maior quantidade de conjuntos elétricos por faixa de densidade ocorre em torno dos seguintes valores: 20 UCs/km² para a faixa de baixa densidade, 200 UCs/km² para a faixa de média densidade e 1.200 UCs/km² para a faixa de alta densidade. Embora a própria concepção dos limites de cada faixa de densidade possa acarretar num viés construtivo do histograma, o estudo concluiu por meio de uma análise de sensibilidade que a quantidade de áreas passíveis de uma mudança de faixa de densidade em função do crescimento do número de unidades consumidoras é irrelevante e seus impactos em estudos de *benchmarking* por faixa são tidos como marginais. Portanto, foram consideradas faixas de densidade de consumidores da seguinte forma:

- Baixa densidade de consumidores: Até 70 UCs/km²;

- Média densidade de consumidores: De 70 à 1.100 UCs/km²;
- Alta densidade de consumidores: Acima de 1.100 UCs/km².

Com base nas conclusões apresentadas, o estudo propõe uma mudança na forma de definir os limites dos indicadores de continuidade DEC e FEC: utilizando apenas um único atributo de densidade de unidades consumidoras por área. Nesse contexto, os conjuntos são então divididos em áreas de alta, média e baixa densidade. Cada um dos 3 tipos de área tem seu desempenho avaliado então em 3 divisões, quais sejam, os 25% melhores, os 25% piores e os 50% intermediários. Dentro de cada sub-grupo de densidade e desempenho, é estabelecida uma referência a ser atingida por cada conjunto, mantendo-se assim o conceito de *benchmarking*. A grande vantagem dessa abordagem seria a simplicidade e facilidade de reprodução, com maior alinhamento às práticas internacionais, que em geral definem limites de continuidade por variações de densidade de áreas. Os resultados obtidos dos estudos apresentaram robustez na aderência à performance histórica dos indicadores de continuidade globais dos conjuntos elétricos e das distribuidoras analisadas, o que demonstra que embora seja uma proposta disruptiva, não resultou em valores distantes dos níveis de qualidade observados na realidade. Pelo contrário, o fato dos resultados revelarem valores próximos aos níveis de qualidade já observados reforça que o fator densidade de mercado tem grande relevância para os estudos de definições de limites de qualidade de fornecimento.

Assim, o que se depreende do estudo apresentado é que, na prática, a densidade é o principal *driver* explicativo da qualidade, onde as melhores soluções de engenharia são adotadas pela distribuidora para atender um mercado com essas características. A motivação para a densidade ser o principal vetor de definição de despesas operacionais (OPEX) e investimentos em ativos (CAPEX) parece clara, pois nos conjuntos mais densos o impacto na duração de interrupções tende a ser mais representativo do que em conjuntos com menores densidades. Desse modo, sugere-se ser mais adequado e simples utilizar o parâmetro que motiva a adoção de certas decisões de engenharia, nesse caso a densidade, do que buscar *clusterizar* os conjuntos de acordo com tipologias de rede. No fim, a adoção de certas tipologias de rede consiste em uma decisão gerencial da distribuidora, mas a densidade é uma característica totalmente intrínseca e não gerenciável da concessão.

2.8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Como descrito na seção 2.6, a literatura técnica está permeada de trabalhos que utilizam a técnica de *benchmarking* para fins de comparação entre conjuntos elétricos das distribuidoras e definição de limites de indicadores coletivos de continuidade.

Em alguns trabalhos, algoritmos de *clusterização* são aplicados como forma de classificação e formação de *clusters* de conjuntos semelhantes e modelos clássicos de regulação por desempenho aplicam critérios de comparação. Além disso, um trabalho de destaque descrito na seção 2.7 que realiza uma revisão da metodologia atual aplicada pela ANEEL demonstra que a característica de densidade de consumidores se revela ser uma informação de grande relevância na definição de áreas sensíveis à continuidade de fornecimento de energia elétrica.

Este trabalho se insere no âmbito da utilização da técnica de *benchmarking* para comparação entre conjuntos elétricos, considerando uma etapa prévia de *pré-clusterização* dos conjuntos elétricos segundo critério de densidade de mercado consumidor para melhorar o processo de definição de limites de indicadores coletivos de continuidade.

3 DESENVOLVIMENTOS E METODOLOGIA ALTERNATIVA

Neste capítulo, apresenta-se os desenvolvimentos realizados e fragilidades do modelo regulatório atual aplicado pela ANEEL no tocante aos limites de qualidade de fornecimento, visando a identificação de benefícios no aprimoramento da metodologia de definição dos limites de indicadores de continuidade coletivos DEC e FEC dos conjuntos elétricos das distribuidoras. O capítulo está dividido em 3 seções, como segue. Na seção 3.1, descreve-se os aspectos da metodologia vigente aplicada pela ANEEL. Na seção 3.2, são apresentadas potenciais fragilidades resultantes do modelo atual e aspectos operacionais não capturados pela metodologia vigente. Por fim, na seção 3.3, descreve-se os desenvolvimentos e implementações realizadas com o fim de propor metodologia alternativa à aplicada atualmente e os possíveis ganhos resultantes dessa proposta.

3.1 MODELO VIGENTE DE DEFINIÇÃO DE LIMITES DE INDICADORES DE COLETIVOS DE CONTINUIDADE

Os conjuntos elétricos são as unidades básicas de análise de desempenho da qualidade de fornecimento de energia elétrica das distribuidoras e têm seus critérios de formação regulamentados pela ANEEL no Módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2021b). Esses conjuntos elétricos são agrupamentos de UCs, sendo constituídos pelas subestações de distribuição com primário em AT e secundário em MT. A abrangência do conjunto é definida pelo alcance de suprimento às UCs pelas redes do sistema de distribuição de média tensão, representadas pelos alimentadores primários e de propriedade das distribuidoras.

A metodologia vigente empregada pela ANEEL para formação dos *clusters* de conjuntos elétricos e definição dos limites dos indicadores coletivos de continuidade utilizados no Brasil, DEC e FEC, foi definida pela REN nº 641/2014, após a realização da AP nº 29/2014. Essa metodologia utiliza atributos geoelétricos resultados da aplicação de uma técnica de análise fatorial multivariada na escolha das variáveis explicativas dos conjuntos de unidades consumidoras e um modelo dinâmico de *clusterização*, onde cada conjunto é comparado com todos os demais existentes no Brasil, aproximadamente 3.000 conjuntos, por meio da menor distância euclidiana resultantes dos atributos normalizados contemplados (ANEEL, 2014b). A Nota Técnica nº 102/2014-SRD/ANEEL também apresenta os procedimentos adotados para conjuntos classificados como “heterogêneos”, conjuntos que apresentam elevada participação de suprimento e conjuntos que apresentam limites com trajetórias de redução intensas ao longo do ciclo tarifário. De forma geral, a aplicação da metodologia vigente pode ser dividida em seis etapas, conforme itens a seguir:

1. Seleção dos atributos a serem utilizados pela metodologia;
2. Extração dos valores para os atributos dos conjuntos de unidades consumidoras;
3. Aplicação do método dinâmico para a definição dos conjuntos semelhantes;
4. Avaliação dos conjuntos heterogêneos;
5. Avaliação das trajetórias de redução intensas;
6. Análise das contribuições da sociedade quanto aos limites.

Nas subseções adiante são detalhados os aspectos de aplicação da metodologia, excetuando-se a avaliação de suprimento dos conjuntos que foi excluída do modelo após a publicação da REN nº 925/2021.

3.1.1 Seleção dos Atributos

Na escolha dos atributos realizada pela ANEEL, utilizou-se de uma técnica estatística de regressão, por meio do procedimento de seleção *stepwise*. Para tanto, levantou-se uma base de dados com 146 atributos distintos mais atuais até o ano de 2014 de 43 distribuidoras do Brasil. Após uma análise de correlações dos atributos com os indicadores DEC e FEC e análise de correlações entre os atributos, 69 atributos foram utilizados na regressão. Adotou-se então o procedimento de seleção *stepwise* para a escolha dos atributos mais relevantes para cada indicador de continuidade, tomando-se como variável dependente o próprio indicador. Assim, realizou-se os procedimentos separadamente, um com variável dependente o indicador DEC e, posteriormente, o mesmo procedimento foi realizado para o FEC.

Para a aplicação da técnica de regressão, foi utilizado o software estatístico SAS® Enterprise Guide 6.1 (ANEEL, 2014b). Assim, realizou-se a análise visando avaliar quais atributos melhor explicam a variabilidade dos indicadores DEC e FEC, sendo considerada a média dos indicadores apurados dos conjuntos dos anos de 2011, 2012 e 2013.

Na estimação pelo procedimento de seleção *stepwise*, os atributos foram inseridos passo a passo no modelo, de acordo com sua contribuição adicional para a explicação geral do indicador em análise. A cada nova variável inserida, foi calculada a significância de cada atributo. Progressivamente, com a inclusão de uma nova variável, algumas variáveis anteriormente inseridas acabaram deixando de ser significativas, sendo retiradas do modelo. Dada a grande quantidade de variáveis testadas para a definição do modelo, a ANEEL adotou rigor, estabelecendo o nível de significância de 1% para a variável entrar ou sair do modelo.

Após a análise, restaram ao todo 7 variáveis que foram escolhidas para caracterização dos conjuntos de unidades consumidoras e para a formação dos *clusters*,

Tabela 2 – Atributos selecionados para a metodologia comparativa de definição de limites dos indicadores de continuidade DEC e FEC.

DEC		FEC	
Sigla	Atributo	Sigla	Atributo
PC_VRAM	Percentual de área com vegetação remanescente alta ou média (%)	PC_VRAM	Percentual de área com vegetação remanescente alta ou média (%)
PLUV	Precipitação pluviométrica média anual (mm)	PLUV	Precipitação pluviométrica média anual (mm)
PC_ERMT_3F	Percentual de redes MT trifásicas (%)	PC_ERMT_3F	Percentual de redes MT trifásicas (%)
CM_NUC_RES	Consumo médio por UC da classe residencial (MWh)	CM_NUC_RES	Consumo médio por UC da classe residencial (MWh)
PC_NUC_AD	Percentual de número de UCs em áreas de alta densidade (%)	PC_NUC_AD	Percentual de número de UCs em áreas de alta densidade (%)
NUC_IND	Número de UCs da classe industrial	NUC_COM	Número de UCs da classe comercial

Fonte: (ANEEL, 2014b)

sendo 6 para o DEC e 6 para o FEC, como são mostrados na Tabela 2. Esses atributos são os mesmos utilizados pela ANEEL atualmente para a definição dos limites dos indicadores de continuidade coletivos dos conjuntos elétricos de todas as distribuidoras do Brasil.

Destaca-se que no estudo realizado pela ANEEL (2014), para a definição de área de alta densidade a ser considerada para compor o atributo de Percentual de número de UCs em áreas de alta densidade (PC_NUC_AD), são construídas quadrículas com 1 km² de área sobre as redes elétricas da distribuidora. Considera-se então que a quadrícula é de alta densidade se possuir densidade superior a 60 UC/km², consideradas as unidades consumidoras de MT e BT.

3.1.2 Extração dos valores para os Atributos

A extração dos dados dos atributos elétricos e comerciais dos conjuntos elétricos é realizada a partir das informações das Bases de Dados Geográficas das Distribuidoras (BDGD) encaminhadas anualmente pelas distribuidoras à ANEEL por meio do Sistema de Informações Geográficas Regulatório (SIG-R). Além dos dados do SIG-R, para a extração dos dados de atributos ambientais são utilizadas bases de vegetação e precipitação pluviométricas disponíveis no Ministério do Meio Ambiente e

no Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, respectivamente (ANEEL, 2014b).

Para a obtenção das informações, são realizadas operações diversas com o auxílio do software ArcMap™ do pacote ArcGIS 10.1 da Esri® (ESRI, 2011), visando obter a quantificação de cada um dos atributos da Tabela 2 por conjunto de unidades consumidoras. Destaca-se ainda que os dados disponibilizados e utilizados pela ANEEL no último CRTP das distribuidoras para o atributo PC_VRAM são do ano de 2008 e para o atributo PLUV são do ano de 2012.

3.1.3 Aplicação do Método Dinâmico

O método dinâmico visa comparar cada conjunto com os conjuntos mais semelhantes a ele. A trajetória de limites dos indicadores de continuidade de cada conjunto é calculada com base nos indicadores de um conjunto caracterizado como de referência. Considerando que há um atributo distinto dentre os 6 que foram definidos para caracterizar os dois indicadores, o atributo NUC_IND é utilizado para o DEC, enquanto que o NUC_COM é utilizado para FEC, sendo que o método é aplicado separadamente para os indicadores DEC e FEC.

Para cada indicador, inicialmente são padronizados os 6 atributos adotados. A padronização utilizada é o *Z-score*, a qual transforma cada variável em uma nova variável com média zero e desvio padrão unitário, conforme Equação (17). Essa padronização é necessária para remover o efeito da escala da unidade de medida de cada atributo e promover uma padronização dos dados.

$$x_{il} = \frac{x_{il}^* - m_l}{s_l} \quad (17)$$

onde x_{il}^* é dado original do atributo l do conjunto i ; m_l denota a média amostral do atributo l ; e s_l é o desvio padrão amostral do atributo l .

Para a aplicação do método dinâmico, a medida de similaridade adotada é a distância Euclidiana, conforme Equação (18).

$$D(\mathbf{x}_i, \mathbf{x}_j) = \left(\sum_{l=1}^d |x_{il} - x_{jl}|^2 \right)^{1/2} \quad (18)$$

onde \mathbf{x}_i é vetor de atributos do conjunto i de unidades consumidoras, e d é o número de atributos selecionados.

A partir da Equação (18), calcula-se a distância entre cada vetor de atributos de um conjunto para todo o universo de vetores de atributos de conjuntos do Brasil. Ressalta-se, no entanto, que os conjuntos aéreos e subterrâneos são utilizados em análises distintas na etapa de comparação, de modo que conjuntos aéreos só sejam

comparados com conjuntos aéreos, e conjuntos subterrâneos só sejam comparados com subterrâneos. Desta forma, os universos de conjuntos aéreos e subterrâneos são separados no momento do cálculo dessa distância.

Cria-se então uma matriz de distâncias, de tamanho $N \times N$, onde N é a quantidade de conjuntos considerados. O passo seguinte consiste na ordenação crescente das distâncias de cada conjunto x_i para os demais. A partir dessa ordenação, é definida a quantidade de conjuntos no agrupamento correspondente ao conjunto x_i . Conforme apresentado em ANEEL (2011), a ANEEL adotou o número máximo de 100 conjuntos e o número mínimo de 50 conjuntos para a formação de um agrupamento (*cluster*). Assim, cada conjunto é comparado a um número entre 50 e 100 conjuntos mais próximos, observando-se o grau percentual de heterogeneidade entre os conjuntos do *cluster*.

O grau percentual de heterogeneidade máximo adotado, com base análises estatísticas apresentadas em ANEEL (2011), é de 20%. Assim, o grau percentual de heterogeneidade de cada agrupamento \mathcal{C} é calculado de acordo com a Equação (19).

$$Heterogeneidade_{\mathcal{C}} = \frac{1}{3\sqrt{d}} 100 \max (D (x_i, x_j)) [\%], \forall x_i, x_j \in \mathcal{C} \quad (19)$$

Caso o valor de heterogeneidade calculado para os 100 conjuntos mais próximos ao conjunto em análise supere 20%, o conjunto mais distante é retirado da análise, e a heterogeneidade é novamente calculada. Entretanto, considera-se 50 conjuntos como o número mínimo de conjuntos comparáveis. Logo, mesmo que o valor de heterogeneidade ainda permaneça superior a 20%, ao chegar a 50 conjuntos não é retirado mais nenhum conjunto do agrupamento. Nesse caso, considera-se que a comparação obtida não foi a ideal, sendo o conjunto em análise classificado como *conjunto heterogêneo*. Os conjuntos heterogêneos recebem um tratamento particular que será apresentado nas seções posteriores. A Tabela 3 apresenta os valores adotados para os parâmetros do método dinâmico.

Tabela 3 – Parâmetros do método dinâmico para os conjuntos elétricos.

Parâmetro	Valor
Heterogeneidade	20%
Número mínimo de conjuntos semelhantes	50
Número máximo de conjuntos semelhantes	100

Fonte: (ANEEL, 2011)

Definidos os conjuntos semelhantes ao conjunto x_i em análise, parte-se para a definição dos limites dos indicadores de continuidade. Utilizando-se da técnica denominada *yardstick competition*, a ANEEL define o valor de referência dos indicadores para o conjunto x_i . Para conjuntos interligados aéreos, a ANEEL definiu o segundo

decil (vigésimo percentil) dos indicadores dos conjuntos no agrupamento \mathcal{C} como o limite objetivo do conjunto x_i . Para conjuntos aéreos isolados, adota-se o quinto decil (quinguagésimo percentil). No caso dos conjuntos subterrâneos, que são comparados apenas entre si, também se adota o percentil quinto decil como limite objetivo. Os percentis são obtidos ordenando-se os conjuntos de acordo com a média dos desempenhos apurados dos indicadores DEC e FEC para os três últimos anos civis disponíveis.

Assim, em caso de um agrupamento com 100 conjuntos, o segundo decil será o valor do indicador obtido pelo 20º colocado, partindo-se do melhor para o pior desempenho, entre os conjuntos do agrupamento. O cálculo da posição pos do conjunto cujo desempenho representa o percentil desejado é dado pela Equação (20).

$$pos = int((|\mathcal{C}| - 1)p + 1) \quad (20)$$

onde $|\mathcal{C}|$ é a cardinalidade do conjunto $|\mathcal{C}|$, p é o percentil considerado; $int(\cdot)$ é uma função que retorna a parte inteira de um número real.

O período de transição foi definido pela ANEEL levando em consideração as características de cada sistema e a variação de desempenho requerida, adotando-se o período médio de duas revisões tarifárias (ANEEL, 2021a). Define-se então que o período de tempo de transição para que o conjunto alcance o limite objetivo deve ser de 8 anos. No entanto, como os limites são definidos a cada revisão tarifária, tomam-se apenas os anos iniciais da trajetória, variando de 3 a 5 anos de acordo com a periodicidade da revisão tarifária de cada distribuidora. Os limites para o ciclo tarifário são calculados de acordo com a Equação (21).

$$Limite^t = \begin{cases} Limite^0 - t \left(\frac{Limite^0 - Limite^{objetivo}}{T} \right) & , se Limite^0 > Limite^{objetivo} \\ Limite^0 & , se Limite^0 \leq Limite^{objetivo} \end{cases} \quad (21)$$

onde T é o período de transição, considerado de 8 anos; t denota o ano para o qual se deseja calcular o limite; $Limite^t$ representa o limite para o indicador para o ano t ; $Limite^0$ é limite atual estabelecido para o conjunto; e $Limite^{objetivo}$ representa o limite objetivo obtido via *yardstick competition*.

Conforme definido por ANEEL (2014), a trajetória de limites calculada é linear, partindo do limite atual do conjunto e alcançando o limite objetivo em 8 anos, como expresso na Equação (21). Caso o limite objetivo seja superior ao limite inicial, mantém-se o limite inicial até o fim do período tarifário. Destaca-se que a premissa aplicada é a de melhoria contínua, assim, em cada ano, o limite não pode ser inferior ao do ano anterior. Os valores obtidos a partir das expressões matemática são arredondados

para números inteiros considerando o arredondamento simples, para cima ou para baixo.

3.1.4 Avaliação dos Conjuntos Heterogêneos

Para os conjuntos heterogêneos, quais sejam aqueles cuja heterogeneidade percentual excede 20% e a quantidade de conjuntos do *cluster* é igual ao valor mínimo estabelecido de 50 conjuntos, é aplicada uma métrica denominada *Score ANI* criada por ANEEL (2014), visando definir se o conjunto em análise possui características mais favoráveis ou menos favoráveis que os conjuntos de seu agrupamento. Para o cálculo do *Score ANI*, primeiramente normaliza-se individualmente cada atributo do conjunto em análise, tendo em conta cada conjunto do Brasil, de modo a que o conjunto com o atributo mais desfavorável receba para esse atributo o valor 100%, enquanto o conjunto com o atributo menos desfavorável receba o valor 0%. Denomina-se essa grandeza normalizada como Atributo Normalizado Individual (ANI).

Essa grandeza, entretanto, é fortemente influenciada por valores extremos nos dados, denominados *outliers*. Desse modo, para o cálculo do ANI, os *outliers* são retirados da base de dados. A ANEEL (2014) define, para esse caso, que um *outlier* é um valor que excede a média mais três vezes o desvio padrão de um determinado atributo. Assim, os conjuntos que possuam qualquer atributo como *outlier* são inicialmente retirados do universo de conjuntos que participam do método comparativo.

Evidentemente, as complexidades na prestação do serviço de distribuição podem aumentar/diminuir quando se melhora/piora o valor de um atributo, de acordo com a natureza da grandeza em questão. Assim, tem-se que, para atributos que ofertam maior complexidade operacional conforme se eleva o valor do atributo, o valor do ANI é calculado conforme a Equação (22). Já para atributos que ofertam menor complexidade operacional com o aumento do valor do atributo, o valor do ANI é dado pela Equação (23).

$$ANI_{i,l} = \frac{x_{i,l} - x_{lMin}}{x_{lMax} - x_{lMin}} 100 [\%] \quad (22)$$

$$ANI_{i,l} = \left(1 - \frac{x_{i,l} - x_{lMin}}{x_{lMax} - x_{lMin}} \right) 100 [\%] \quad (23)$$

onde x_{lMin} e x_{lMax} representam o valor mínimo e máximo do atributo l na base dados, respectivamente.

Para definir se a complexidade operacional aumenta ou diminui com o valor de um atributo, foi utilizado o sinal da correlação de Pearson obtido, conforme análise desenvolvida em ANEEL (2014) entre o atributo e os indicadores DEC e FEC. A Tabela 4 apresenta todos os sete atributos selecionados para a aplicação da metodologia, mos-

Tabela 4 – Equações utilizadas para cálculo do ANI dos atributos selecionados para a metodologia comparativa.

Sigla	Atributo	Equação para cálculo do ANI
PC_VRAM	Percentual de área com vegetação remanescente alta ou média (%)	Equação (22)
PLUV	Precipitação pluviométrica média anual (mm)	Equação (22)
PC_ERMT_3F	Percentual de redes MT trifásicas (%)	Equação (23)
CM_NUC_RES	Consumo médio por UC da classe residencial (MWh)	Equação (23)
PC_NUC_AD	Percentual de número de UCs em áreas de alta densidade (%)	Equação (23)
NUC_IND	Número de UCs da classe industrial	Equação (23)
NUC_COM	Número de UCs da classe comercial	Equação (23)

Fonte: (ANEEL, 2014b)

trando qual a equação utilizada para o cálculo do ANI. Para os *outliers*, o cálculo do ANI é realizado da mesma maneira. No entanto, como o valor do atributo do conjunto *outlier* excederá o valor máximo calculado (x_{jMax}), o valor do ANI para esse atributo do conjunto poderá exceder 100% para atributos calculados a partir da Equação (22) ou ser negativo para atributos calculados via Equação (23).

Uma vez obtidos os ANI para todos os atributos de todos os conjuntos da base de dados, calcula-se, para cada conjunto heterogêneo, um indicador que determina se esse conjunto possui, em média, atributos mais ou menos favoráveis em relação aos conjuntos de seu *cluster*. Para tanto, os ANI de cada atributo do conjunto heterogêneo são subtraídos dos ANI médios de cada atributo dos conjuntos de seu *cluster*. A seguir, somam-se os resultados das subtrações de ANI de todos os atributos e divide-se o resultado pela quantidade de atributos, criando-se um único indicador denominado *Score ANI*, conforme Equação (24).

$$Score ANI_h = \frac{1}{d} \sum_{l=1}^d (ANI_{h,l} - \overline{ANI}_l) \quad [\%] \quad (24)$$

onde \overline{ANI}_j representa o valor esperado do atributo j , no espaço amostral formado pelos conjuntos sem qualquer *outlier*.

O *Score ANI* determina se um conjunto heterogêneo possui, em média, atributos que ofertam maior complexidade operacional (*Score ANI* positivo) ou menor

complexidade operacional (*Score ANI* negativo), quando comparado aos conjuntos do seu *cluster*. Desse modo, utiliza-se o *Score ANI* para modificar o percentil que define o *benchmarking* do conjunto heterogêneo, de acordo com a Tabela 5.

Tabela 5 – Variação nos percentis a serem utilizados para conjuntos heterogêneos com base no *Score ANI*.

Score ANI	Variação do Percentil
$\leq -3\%$	-10%
$\geq -3\%$ e $< 3\%$	0%
$\geq 3\%$ e $< 6\%$	+10%
$\geq 6\%$ e $< 9\%$	+20%
$\geq 9\%$	+30%

Fonte: (ANEEL, 2014b)

Como exemplo, a ANEEL (2014) cita o caso de um conjunto considerado heterogêneo do SIN que possui *Score ANI* menor ou inferior a -3% . Para esse caso, o percentil desse conjunto é reduzido em um decil, passando de 20 para 10. Desta forma, o conjunto deverá atingir o desempenho do percentil 10 do *cluster*, dado que possui características claramente melhores que as dos conjuntos com os quais foi comparado. De maneira análoga, um conjunto suprido, por exemplo, por um sistema isolado do SIN com *Score ANI* maior ou igual a 9% tem seu percentil aumentado em três decis, passando portanto do percentil 50 para o percentil 80.

3.1.5 Avaliação das Trajetórias de Redução Intensas

A avaliação das trajetórias de redução intensas dos limites a serem definidos para os indicadores coletivos de continuidade consiste em estabelecer um limitador para a trajetória de redução a ser estabelecida para os conjuntos de modo a garantir que a redução desses limites ao longo do ciclo tarifário seja gradual e factível.

Uma das premissas mais importantes da metodologia adotada pela ANEEL é a de que conjuntos semelhantes devem apresentar desempenhos semelhantes, uma vez que os recursos tarifários concedidos às distribuidoras são equivalentes. Assim, estima-se que a melhoria de desempenho dos indicadores estabelecida pela metodologia, por ser gradual e com base na comparação com o desempenho de conjuntos com características semelhantes, não requer a aplicação de recursos adicionais aos já contidos na tarifa da distribuidora, uma vez que outras distribuidoras já conseguem atingir tal desempenho com os mesmos recursos. Busca-se, portanto, que a distribuidora que tenha uma trajetória definida aplique de forma mais eficiente seus recursos, melhorando a qualidade do serviço. Essa trajetória de redução precisa ser gradual, pois caso contrário, poderá incorrer na necessidade de aplicação de recursos adicionais pela distribuidora. Para alguns conjuntos nos quais os limites atuais estão distantes

dos limites objetivo do agrupamento, são estabelecidas trajetórias de redução pela metodologia atual que eventualmente podem não ser factíveis, a menos que haja a aplicação de uma grande quantidade de recursos pela distribuidora em um período curto, o que pode não ser desejável do ponto de vista tarifário (ANEEL, 2014a).

Desta forma, para avaliação das trajetórias de redução intensas dos limites e estabelecimento de um limitador, a ANEEL (2014) analisou o desempenho dos conjuntos no período de 2011 a 2013 (após a mudança dos critérios de formação de conjuntos), verificando-se aqueles que obtiveram os melhores resultados. Foi selecionado então o percentil 90 dos conjuntos que melhoraram com o limitador, de modo que na conclusão da análise a ANEEL adotou como limitador de redução de trajetória de limites os valores de 8 horas para o indicador DEC e 5 interrupções para o indicador FEC. Assim, caso a trajetória de redução obtida da comparação entre conjuntos possua diferenças superiores a 8 horas e 5 interrupções em anos sucessivos, limita-se a redução a esses valores.

3.1.6 Análise das Contribuições da Sociedade

A ANEEL busca com frequência aprimorar os regulamentos e metodologias utilizadas para a definição de parâmetros de qualidade de fornecimento das distribuidoras. Na última revisão, no âmbito da AP nº 029/2014, foram incluídos ajustes para tratar questões frequentes que não eram consideradas na versão anterior da metodologia utilizada, como o tratamento dos conjuntos heterogêneos e conjuntos com trajetórias de redução intensas, trazendo mais transparência e menos subjetividade ao processo de análise.

No entanto, é sabido que qualquer modelo proposto, por melhor que seja, não será capaz de tratar todas as variáveis que podem influenciar a qualidade do serviço prestado considerando a diversidade de características específicas de áreas de concessão das distribuidoras espalhadas pelo Brasil. Assim, a Audiência Pública do processo de Revisão Tarifária das distribuidoras consiste em uma importante etapa do processo, onde é concedido às distribuidoras, aos consumidores e demais interessados a oportunidade de apresentar eventuais características da área de concessão em análise que tenham impacto relevante sobre a qualidade do serviço. As contribuições apresentadas são então avaliadas pela ANEEL, que poderá promover ajustes nos limites resultantes da metodologia com base nas justificativas e embasamentos apresentados.

3.2 DISCUSSÕES ACERCA DO MODELO VIGENTE

Para o estabelecimento de padrões regulatórios que busquem a melhoria da qualidade do fornecimento de energia elétrica e que sejam comparáveis entre as di-

ferentes distribuidoras brasileiras, faz-se necessário ponderar sobre quais tipos de situação estão expostas as redes elétricas de distribuição ao longo das áreas de concessão. Em se tratando de um país com dimensões continentais como o Brasil, características muito díspares entre as áreas de atuação das distribuidoras acabam interferindo no resultado obtido de aplicação de metodologias comparativas construídas para fins de *benchmarking*. A partir disso, uma comparação que não considere especificidades operacionais da área de concessão das distribuidoras e situações de exposição da rede pode, ocasionalmente, realizar comparações ineficazes e levar à definição de limites de qualidade de fornecimento inexecutáveis ou que exijam volume de investimentos que podem, em casos extremos, levar ao desequilíbrio econômico-financeiro da companhia, sem ganho de melhoria significativa de desempenho dos indicadores de continuidade globais.

Nas subseções a seguir são discutidos pontos que sugerem fragilidades do modelo vigente aplicado pela ANEEL, que resultaram em dificuldades históricas no atendimento de limites de DEC e FEC de alguns conjuntos elétricos da empresa Celesc-Dis dentro do ciclo tarifário de 2017 a 2021, assim como fatos que sugerem uma distorção resultante da definição do limite do modelo regulatório vigente. Além disso, é analisado um cenário de atuação operacional de um conjunto elétrico da mesma empresa, que demonstra que algumas características internas de um conjunto não são capturadas pela metodologia vigente, através apenas dos 7 atributos descritores utilizados.

3.2.1 Índícios de fragilidades do modelo vigente

Sob o ponto de vista puramente estatístico, numa primeira análise, o modelo utilizado pela ANEEL tem validade e apresenta poder explicativo dos fenômenos associados aos indicadores de continuidade DEC e FEC. Em termos metodológicos, apenas 7 atributos descritores são utilizados na técnica regulatória vigente de *clusterização*, o que pode ser considerado insuficiente para garantir que os fenômenos associados à qualidade do fornecimento estejam bem representados pelo conjunto de variáveis elencadas. Ademais, esquemas de exclusão de atributos podem causar viés de especificação (GUJARATI; PORTER, 2009), conforme densamente explicado em áreas como econometria, sendo que a omissão de variáveis na estimação de modelos de regressão pode causar sérios enganos na determinação de valores para os parâmetros correspondentes. Essa situação é compreendida pelo próprio regulador, que abre espaço para as distribuidoras no momento das Revisões Tarifárias comprovarem casos excepcionais de conjuntos elétricos com características não observadas pela metodologia. De fato, a complexidade vivenciada no dia a dia da área de concessão impõe desafios que podem não ser incorporados a um modelo para o estabelecimento dos limites de qualidade do fornecimento, sendo necessária a incorporação de especifi-

idades aos resultados obtidos nos modelos por meio de um tratamento *ad hoc*, desde que evidentemente justificados pela concessionária. No entanto, a alta volatilidade na definição de limites dos indicadores de continuidade necessariamente deve ser evitada, pois interfere diretamente na previsibilidade das ações necessárias às empresas no contexto de cumprimento de níveis de qualidade do serviço de fornecimento.

Desta forma, em que pese possam ser estabelecidos diversos critérios de formação de conjuntos elétricos comparáveis, sem uma avaliação de caráter técnico que promova comparação entre causa e efeito de intercorrências, uma pequena quantidade de atributos pode não ser suficiente para explicar a realidade da qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica de uma região. Mesmo diante das informações contidas nos atributos regulatórios vinculados a cada conjunto, é relevante avaliar cada especificidade e consequente impacto nos desempenhos dos indicadores DEC e FEC previamente aos estudos de cunho estatístico.

Um caso típico de combinação de atributos que ilustra a insuficiência na comparação de realidades operacionais de qualidade de serviço de diferentes regiões é a coexistência de redes elétricas com padrão de cabos nus e vegetação próxima. Ao mesmo tempo em que se espera uma maior frequência de interrupções para esta condição, o mesmo conjunto pode apresentar vegetação próxima coexistindo com circuitos que contenham trechos com padrão subterrâneo, que não terão influência significativa na quantidade de interrupções de fornecimento do conjunto. Desta forma, fazendo-se uma avaliação sem qualquer compromisso estatístico, a quantidade de interrupções daquele conjunto como um todo não necessariamente terá uma interpretação estatística alinhada com a realidade da operação de um circuito 100% composto de cabos nus. Sem considerar outros atributos, poderá haver uma parcela da avaliação da quantidade de interrupções que será resultado de uma combinação da existência dos diferentes padrões, nu e subterrâneo. Caso o resultado do modelo estatístico considere apenas a existência da rede nua como relevante na explicação da quantidade de interrupções, este exemplo de combinação entre atributos explicadores e diversos outros acabam por permanecer ocultos, não tendo qualquer tipo de influência nos cálculos de heterogeneidade e regras adicionais concebidas para seu tratamento.

Apesar de consistente e cientificamente fundamentado, é relevante observar que após quase 10 anos de aplicação da versão atual do modelo de definição dos níveis regulatórios de qualidade, as redes elétricas passaram por transformações em aspectos físicos e tecnológicos, não havendo nesse mesmo tempo transcrito discussão sobre aprimoramento dos critérios adotados na metodologia aplicada. À vista disso, observa-se que o modelo vigente não leva em consideração informações relevantes no seu processo determinativo como:

- Presença de atributos caracterizadores dos conjuntos elétricos que os descrevam conforme suas condições socioeconômicas, socioambientais, grau de deprecia-

- ção dos ativos, recursos financeiros aportados em operação e manutenção;
- Conhecimento da eficiência dos limites considerados para os diversos conjuntos elétricos face aos recursos alocados a cada um destes;
 - Associação das trajetórias decrescentes decorrentes das definições de limites de qualidade com o estágio tecnológico das redes e estabelecimento de sinal regulatório em caso de identificação de necessidade de alteração da tecnologia utilizada.

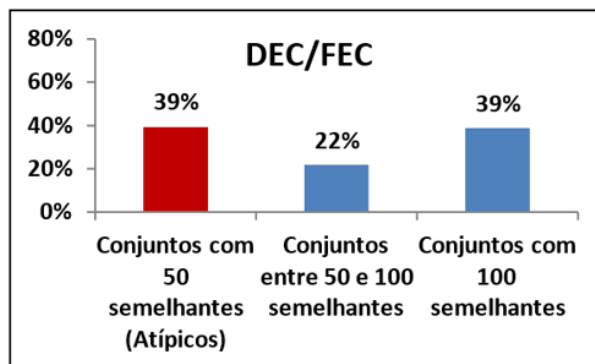
Isto posto, os pontos mencionados sinalizam que a associação dos atuais conjuntos elétricos definidos geograficamente pela área de abrangência de subestações aos atuais atributos descritores podem não estar cumprido em sua plenitude seu papel original de confrontar conjuntos semelhantes no quesito da qualidade do fornecimento de energia elétrica.

Outro ponto de destaque é o estabelecimento de regras adicionais como forma de suprir deficiências no tratamento de conjuntos elétricos classificados como heterogêneos, as quais trazem como ideia principal por trás da concepção avaliar se as informações contidas nos atributos que levaram à classificação daquele conjunto como heterogêneo são mais ou menos favoráveis à qualidade do atendimento. Por questões de abrangência de dados, como pluviometria e vegetação, o processo de formação dos *clusters* induz um número elevado de conjuntos elétricos de uma distribuidora a serem classificados como semelhantes a outro conjunto elétrico da mesma distribuidora. A avaliação de desempenho frequentemente envolve a comparação com padrões anteriores ou com o desempenho de outras concessionárias. A falta de representatividade ou isonomia nessas comparações pode gerar distorções no sistema regulatório.

Somado a isso, as definições atuais de número mínimo de 50 conjuntos e máximo de 100 conjuntos na formação dos *clusters* e de heterogeneidade máxima de 20% não garantem que as comparações serão feitas adequadamente entre conjuntos tidos como semelhantes. Pelo contrário, podem reforçar o indício de ineficácia da associação de certos atributos a uma área geográfica sem guardar relação com as diferentes realidades do fornecimento de energia elétrica internas àquela área. A saber, comparando-se o percentual de conjuntos considerados atípicos da empresa Celesc-Dis obtidos por meio da metodologia aplicada no quinto CRTP e a metodologia aplicada no terceiro CRTP anterior à AP nº 29/2014, verifica-se o aumento de conjuntos considerados atípicos, em especial para o indicador DEC, que passou de 39% para 73%, conforme pode ser observado na Figura 15 e na Figura 16. Destaca-se que os resultados obtidos para o quarto CRTP são similares aos verificados no quinto CRTP, tendo em vista que a metodologia aplicada é a mesma.

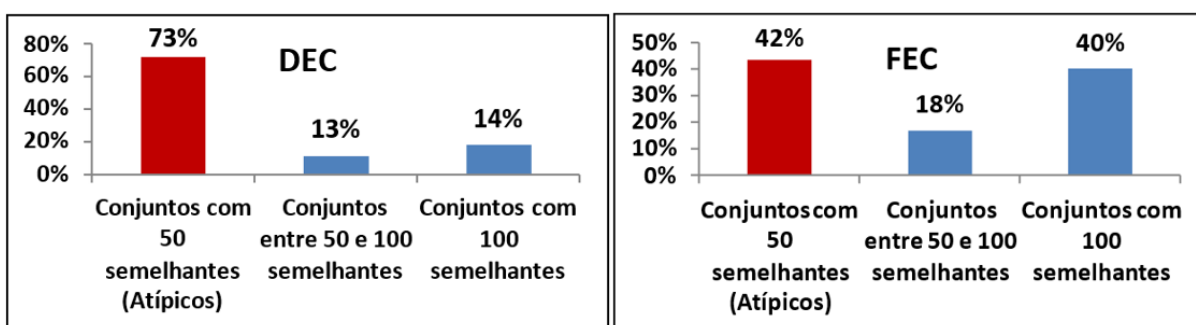
Assim, é de suma importância uma métrica que permita avaliar tais atipicidades. Neste sentido, visando diminuir a subjetividade, houve a necessidade da ANEEL

Figura 15 – Quantidade relativa de conjuntos da empresa Celesc-Dis considerados atípicos no terceiro CRTP.



Fonte: (CELESC, 2021)

Figura 16 – Quantidade relativa de conjuntos da empresa Celesc-Dis considerados atípicos no quinto CRTP.



Fonte: (CELESC, 2021)

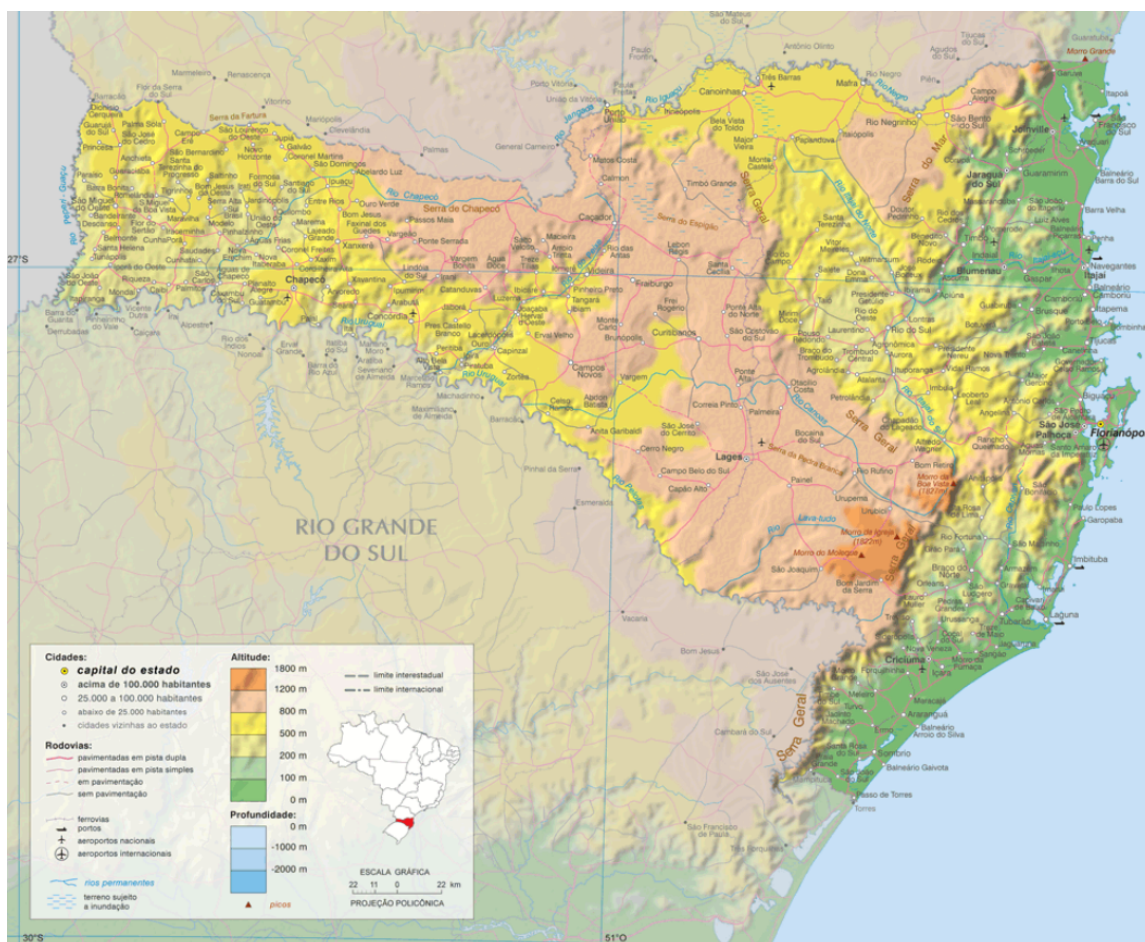
criar uma medida que estabelecesse se um conjunto heterogêneo possui, em média, atributos que ofertam maior ou menor complexidade operacional, quando comparado aos conjuntos de seu agrupamento. Desse modo, utiliza-se o *Score ANI* para modificar o percentil do conjunto a ser utilizado como *benchmarking* do conjunto heterogêneo e assim buscar uma atenuação da ineficácia da associação de certos atributos nas comparações entre conjuntos.

Portanto, o reconhecimento dessas limitações sugere a necessidade de estudos com vistas a aperfeiçoar a flexibilidade e adaptabilidade do regramento, com vistas a aumentar a capacidade em considerar as peculiaridades geográficas, econômicas e operacionais do setor elétrico brasileiro. A revisão constante do modelo regulatório, com base na análise crítica dessas limitações, é crucial para garantir a equidade e eficácia das regulamentações no fornecimento de energia elétrica no país.

3.2.2 Dificuldades crônicas no atendimento aos limites de DEC e FEC

A área de concessão da distribuidora Celesc-Dis possui diferentes tipos de relevo, conforme ilustra a Figura 17. Essas diferenças determinam uma vasta gama de características geográficas que vão desde o Oeste catarinense acometido por intensos eventos climáticos de alta severidade como ciclones, ventanias e tornados, adentrando pelas extensas áreas de planalto do interior catarinense com amplas atividades de exploração vegetal e reflorestamento, passando pelas Serras catarinense e Alto Vale do Itajaí com seus desafios associados às intempéries climáticas de chuvas intensas e alagamentos, chegando até o Litoral catarinense que concentra alta densidade demográfica em regiões metropolitanas e que envolve diversos setores econômicos do estado de Santa Catarina como áreas turísticas, industriais e portuárias. Essas diferentes formas de relevo que estão presentes no estado impactam de forma direta a gestão de atendimento a ocorrências na rede elétrica de distribuição ao longo de toda a concessão, pois, face à diversidade geográfica, as equipes de campo encontram diferentes realidades operacionais em cada área de atendimento.

Figura 17 – Mapa das altitudes e relevo de Santa Catarina.



Fonte: (MARTINS, 2023).

Independentemente das informações contidas nos atributos regulatórios utilizados pela ANEEL vinculados a cada conjunto elétrico, a necessidade de avaliar cada especificidade e consequente impacto nos desempenhos dos indicadores de qualidade de fornecimento DEC e FEC antecede qualquer estudo de cunho estatístico. Como exemplo, pode-se citar que informações sobre o cotidiano de trabalho das equipes de atendimento de campo pode revelar diversas causas de interrupções e evidências de dificuldades encontradas para o restabelecimento do fornecimento da energia elétrica desde locais como centros urbanos adensados até comunidades rurais localizadas em regiões mais longínquas.

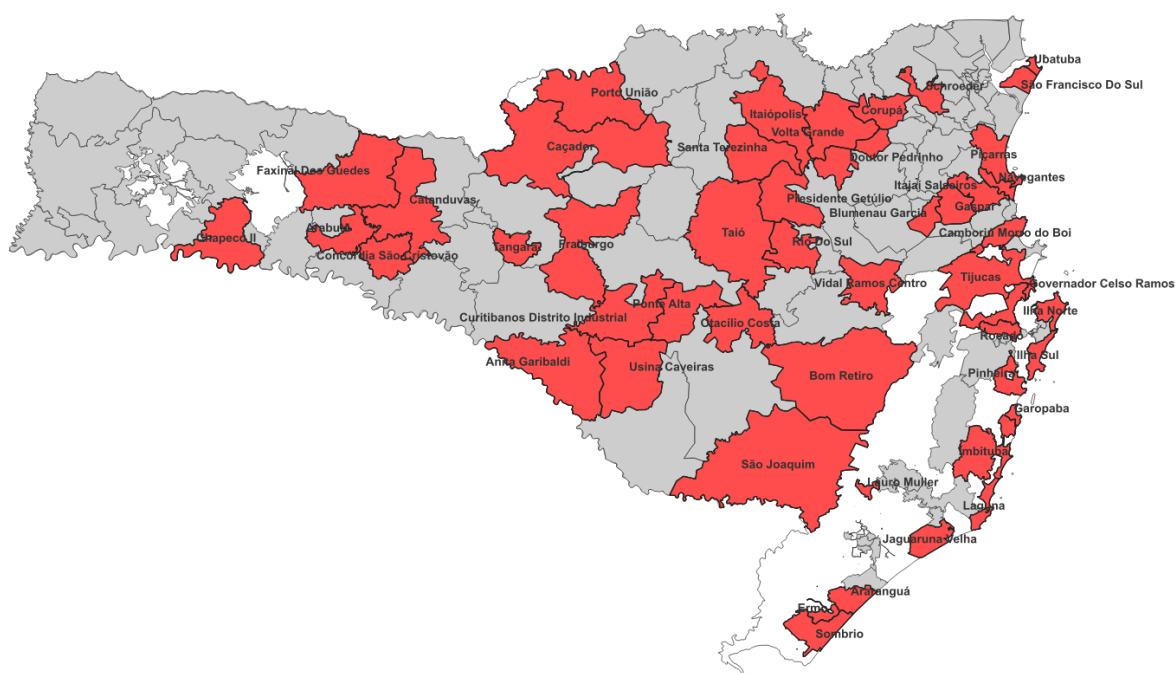
Com o objetivo de elencar aspectos influentes no comportamento dos indicadores de continuidade, experiências advindas do trabalho de campo foram documentadas pela distribuidora entre os anos de 2017 e 2021, de onde são observadas características diversas que representam múltiplas dificuldades de atendimento às ocorrências pelas equipes ao longo de toda a área de concessão. Salienta-se que o mapeamento das especificidades dos conjuntos da Celesc-Dis não foi submetido a qualquer análise prévia vinculada à metodologia comparativa de conjuntos elétricos atualmente utilizada pela ANEEL. Esta ausência de vínculo é relevante para que a análise apresentada a seguir fosse realizada sob um ponto de vista crítico da pertinência quanto às possíveis discrepâncias entre os limites estabelecidos e desempenhos dos indicadores de continuidade observados independentemente da gestão da distribuidora. De modo geral, as características marcantes registradas pela Celesc-Dis quanto a dificuldades de atendimento em seus conjuntos foram classificadas em três grupos:

- Áreas rurais de baixa densidade de consumidores, com alimentadores de padrão de rede nua, de longas distâncias e alta incidência de vegetação;
- Áreas com relevos acidentados de difícil acesso à rede para trabalhos de recomposição e manutenção; e
- Áreas de grandes complexidades urbanas, com alta concentração de consumidores, trânsito intenso e baixa infraestrutura rodoviária para deslocamento.

Nesse contexto, alguns conjuntos elétricos enfrentaram dificuldades crônicas representadas pela impossibilidade histórica de desempenharem níveis de qualidade de fornecimento abaixo dos limites definidos para os indicadores DEC e FEC entre os anos de 2017 e 2021, os quais são herança de limites definidos no passado. Os conjuntos que nomeadamente enfrentaram esse contexto foram: Curitiba Distrito Industrial, Doutor Pedrinho, Presidente Getúlio, Santa Terezinha, Volta Grande, Arabutã, Anita Garibaldi, Vidal Ramos Centro, Porto União Dist., Garopaba, Concórdia São Cristóvão, Bom Retiro, Tijucas, Jaguaruna Velha, Tangará, Ubatuba, Governador Celso Ramos, Usina Caveiras, Faxinal dos Guedes, Laguna, Taió, Imbituba, Ermo, Ilha Sul,

Lauro Müller, Otacílio Costa, Biguaçu Quintino Bocaiuva, São Joaquim, Ponte Alta, Caçador, Roçado, Sombrio, Corupá, Itaiópolis, Catanduvas, São Francisco do Sul, Itajaí Salseiros, Araranguá, Chapecó II, Schroeder, Blumenau Garcia, Ilha Norte, Gaspar, Camboriú Morro do Boi, Piçarras, Navegantes, Fraiburgo, Rio do Sul e Pinheira, os quais estão ilustrados no mapa da Figura 18. Destaca-se que os conjuntos citados não se concentram apenas em uma região, mas sim espalhados por variadas regiões do estado, enfrentando as diferentes de realidades operacionais impostas pela pela área de concessão.

Figura 18 – Conjuntos da Celesc-Dis que apresentaram dificuldades crônicas de atendimento aos limites de indicadores de continuidade entre 2017 e 2021.



Fonte: Autor.

Os impactos de cada grupo de características desafiadoras em cada conjunto são associativos, porém cada uma das características citadas pode ocorrer de maneira simultânea em mais de um conjunto. Assim, faz-se relevante proceder a identificação dos conjuntos impactados por essas características desafiadoras para que análises no âmbito operacional possam ser realizadas. A Tabela 6 indica quais características desafiadoras têm maior impacto sobre os conjuntos citados da Celesc-Dis. Importa destacar que essa identificação dos conjuntos citados não significa que os demais conjuntos da distribuidora não apresentaram cada um suas características desafiadoras para atendimento aos níveis de qualidade de fornecimento de energia exigidos pela ANEEL. No entanto, a análise aqui realizada concentra-se nos conjuntos elétricos da Celesc-Dis que apresentaram dificuldades crônicas para atendimento aos limites dos

indicadores DEC e FEC definidos pela metodologia utilizadas pela ANEEL no período de 2017 a 2021.

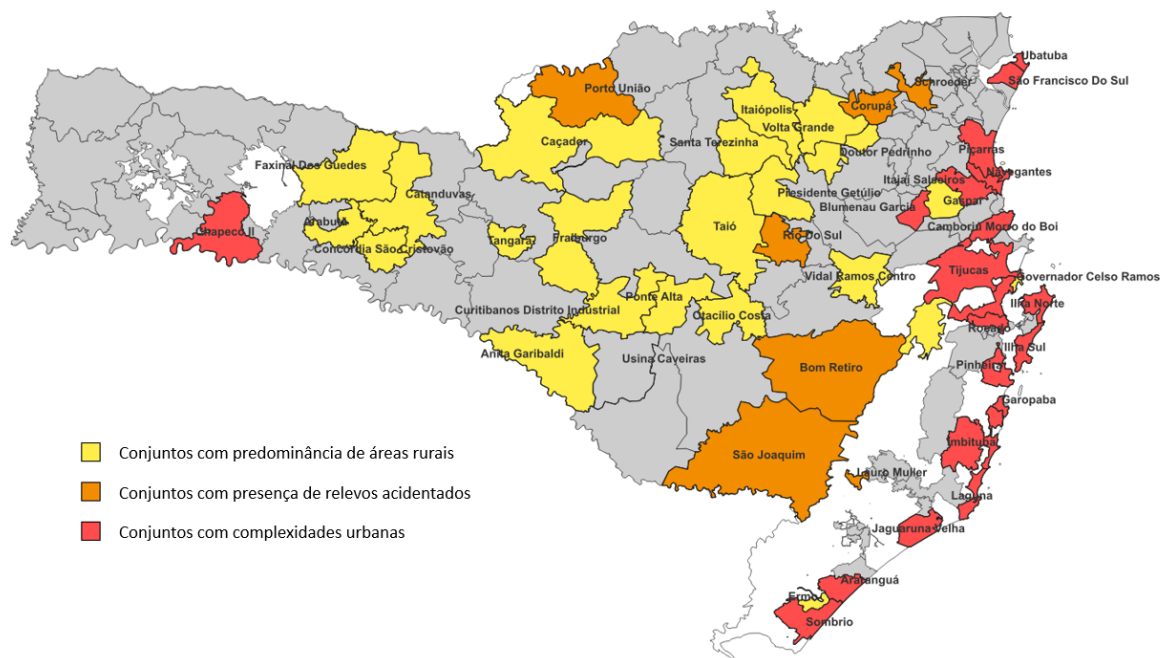
Tabela 6 – Grupo de características desafiadoras para conjuntos da Celesc-Dis - 49 conjuntos caracterizados.

Características desafiadoras	Principais conjuntos impactados
Predominância de Áreas Rurais <i>(22 conjuntos - 44,9% do total)</i>	Anita Garibaldi, Arabutã, Caçador, Catanduvas, Concórdia São Cristóvão, Curitiba Distrito Industrial, Doutor Pedrinho, Ermo, Faxinal dos Guedes, Fraiburgo, Gaspar, Governador Celso Ramos, Itaiópolis, Otacílio Costa, Ponte Alta, Presidente Getúlio, Santa Terezinha, Taió, Tangará, Usina Caveiras, Vidal Ramos Centro e Volta Grande.
Relevos Acidentados Difícil Acesso <i>(7 conjuntos - 14,3% do total)</i>	Bom Retiro, Corupá, Lauro Müller, Porto União Dist., Rio do Sul, São Joaquim e Schroeder.
Complexidades Urbanas Trânsito intenso Baixa infraestrutura de deslocamento <i>(20 conjuntos - 40,8% do total)</i>	Araranguá, Biguaçu Quintino Bocaiuva, Blumenau Garcia, Camboriú Morro do Boi, Chapecó II, Garopaba, Ilha Norte, Ilha Sul, Imbituba, Itajaí Salseiros, Jaguaruna Velha, Laguna, Navegantes, Piçarras, Pinheira, Roçado, São Francisco do Sul, Sombrio, Tijucas e Ubatuba.

Fonte: Autor.

De um total de 49 conjuntos elétricos devidamente caracterizados, destaca-se que quase metade deles, 22 conjuntos, estão inseridos num contexto de predominância de áreas rurais típicas de atendimento a regiões mais afastadas de aglomerados urbanos mais densos. No âmbito de tal característica, é relevante frisar que os conjuntos convivem com dificuldades relacionadas à coexistência de redes elétricas com padrões nus e vegetação próxima à faixa de passagem das redes. Com relação às outras características, há 7 conjuntos que padecem de geografias com relevos acidentados, podendo-se configurar em graus mais elevados de dificuldades de atendimento por parte das equipes de campo decorrente de difícil acesso aos locais de eventuais defeitos na rede elétrica, principalmente em períodos úmidos e de intensas chuvas. Por fim, em grande maioria naquelas regiões mais próximas ao litoral da área de concessão da Celesc-Dis, identificam-se 20 conjuntos cujas áreas de atuação se caracterizam por uma maior complexidade urbana marcada por intenso volume de trânsito de veículos, típica de regiões metropolitanas. A Figura 19 realça em cores o mapa dos conjuntos classificados em cada grupo de caracterização.

Figura 19 – Mapa dos conjuntos da Celesc-Dis classificados segundo dificuldades crônicas enfrentadas para atendimento aos limites de indicadores de continuidade entre 2017 e 2021.



Fonte: Autor.

A partir da concepção dos diferentes grupos de características desafiadoras apresentados na Tabela 6, cada conjunto elétrico impactado foi associado aos seus pares na mesma condição de tal maneira que pudessem ser avaliados seus desempenhos médios dos indicadores DEC e FEC segundo os desafios que enfrentaram. Isto é, para conjuntos impactados pela complexidade urbana inerente a regiões metropolitanas e assim identificados pelas equipes de campo diante da experiência diária de seus trabalhos, esta verificação do desempenho médio de DEC e FEC se torna uma forma de verificar como cada grupo se comporta frente àquele desafio e, de maneira complementar, como os limites regulatórios ali impostos se apresentam frente a tais desafios. Na Tabela 7 é mostrado como o desempenho médio dos conjuntos elétricos impactados por grupo de características desafiadoras segundo indicador DEC médio, dado em horas, do período de 2017 a 2021, se comportou em relação ao limite médio do mesmo indicador DEC referente ao mesmo período. Destaca-se que os valores de desempenho e limite médios mostrados na Tabela 7 se referem a um cálculo de média simples. Dado que os limites de DEC e FEC são atribuídos aos conjuntos por mera semelhança, entende-se como adequada que a comparação entre grupos de características desafiadoras seja segundo valores médios, sem que haja interferência de um maior contingente populacional urbano em detrimento de um menor contingente populacional rural, ou seja, sem realizar qualquer ponderação por quantidade de UCs

pertencentes a cada conjunto.

Tabela 7 – Desempenho médio do indicador DEC, em horas, segundo os grupos de características desafiadoras dos conjuntos.

Características desafiadoras	Desempenho DEC médio / Limite DEC médio Anos 2017 a 2021
Áreas Rurais	[27,67 / 19,27] +43,55%
Relevos Acidentados	[22,10 / 19,17] +15,28%
Complexidade Urbana	[11,47 / 9,21] +24,58%

Fonte: Autor.

De maneira global, nota-se que o desempenho médio observado no grupo com predominância de área rural se afastou mais dos limite médio estabelecido durante o ciclo 2017 a 2021, destacando-se que a diferença entre o desempenho e o limite alcançou o valor de aproximadamente 43%. Valores de limites médios não muito distantes foram encontrados entre o grupo com predominância de área rural e o grupo que possui relevos acidentados: os conjuntos alocados no grupo de áreas rurais possuem limite médio igual a 19,27 horas, enquanto que os conjuntos do grupo com relevos acidentados apresentam limite médio de 19,17 horas. Isto corresponde a menos de meia hora a mais para seu efetivo atendimento frente a uma diferença de desempenho de 5,57 horas (27,67 horas – 22,10 horas), em média.

Em geral, os desempenhos médios observados segundo diferentes características desafiadoras a partir da Tabela 7 revelam uma clara separação entre conjuntos mais urbanizados com melhores desempenhos e conjuntos mais rurais (menos urbanizados) com desempenhos piores. Da mesma forma com relação aos limites médios, nota-se uma diferença grande entre conjuntos mais e menos urbanizados.

Na sequência, na Tabela 8 é mostrado como o desempenho médio dos conjuntos elétricos impactados por grupo de características desafiadoras segundo indicador FEC médio, dado em interrupções, do período de 2017 a 2021 se comporta em relação ao limite médio do mesmo indicador FEC referente ao mesmo período.

De forma análoga à observação feita anteriormente para o indicador DEC, nota-se que o desempenho médio observado no grupo com predominância de área rural se afastou mais dos limites médios estabelecidos durante o ciclo 2017 a 2021, destacando-se que a diferença entre o desempenho e o limite ficou aproximadamente 11%. Outro ponto a destacar também diz respeito aos conjuntos impactados por áreas rurais: este grupo de característica desafiadora não possui nenhum desempenho médio inferior ao seu respectivo limite médio do ciclo 2017 a 2021, tanto para o indicador DEC como para o indicador FEC. Já para os grupos de características de relevos acidentados

Tabela 8 – Desempenho médio do indicador FEC, em interrupções, segundo os grupos de características desafiadoras dos conjuntos.

Características desafiadoras	Desempenho FEC médio / Limite FEC médio Anos 2017 a 2021
Áreas Rurais	[14,11 / 12,73] +10,85%
Relevos Acidentados	[12,11 / 12,17] -0,50%
Complexidade Urbana	[7,54 / 8,02] -6,00%

Fonte: Autor.

e complexidades urbanas, embora tenham desempenhos acima dos limites para o indicador DEC, para o indicador FEC tiveram desempenhos médios abaixo dos limites médios. Para o caso dos conjuntos com áreas rurais ressalta-se ainda o fato de que conjuntos com tal desafio majoritariamente apresentam dificuldades tanto de acesso a algumas áreas quanto de aplicação de soluções que minimizem interrupções, seja por impossibilidade operativa ou de instalação de equipamentos.

Desta forma, observa-se que o indicador FEC se comporta comparativamente melhor frente aos seus limites do que o DEC, principalmente naqueles conjuntos de áreas urbanas, onde a flexibilidade operativa é uma solução presente. Entretanto, mais uma vez fica clara a separação entre desempenhos de conjuntos mais urbanos em comparação aos conjuntos mais rurais.

Face à análise posta e cientes dos grupos de características desafiadoras elaborados anteriormente, resta identificar individualmente cada conjunto em seu devido grupo e seus desempenhos juntamente com o tamanho do desafio que lhes foi imposto. Para tanto, foram relacionados todos aqueles conjuntos listados na Tabela 6, que ao longo do ciclo de 2017 a 2021 não obtiveram sucesso no alcance de seus limites regulatórios dos indicadores de continuidade, principalmente do indicador DEC. A Figura 20 mostra os referidos conjuntos ordenados pela maior diferença absoluta entre o valor médio apurado histórico do indicador DEC no período analisado e o limite regulatório médio a ele imposto no mesmo período. Em complemento, dados sobre o indicador FEC também estão elencados com destaque para aqueles conjuntos que também jamais cumpriram seus limites neste indicador, destacados na cor amarela.

A partir da observação dos desafios enfrentados e os desempenhos de cada conjunto elétrico, dá-se especial atenção à violação dos limites observados nos conjuntos com predominância de áreas rurais. O grande número de conjuntos nesta condição supõe que, em que pese possam haver questões de gestão a serem melhoradas, efetivamente há indícios de distorções na definição dos limites, uma vez que a análise comparativa da ANEEL impõe limites quantitativamente distorcidos. Especialmente

Figura 20 – Desempenho médio dos conjuntos da Celesc-Dis que possuem dificuldades crônicas enfrentadas para atendimento aos limites de indicadores de continuidade entre 2017 e 2021.

Total de 49 conjuntos elétricos que apresentaram dificuldades crônicas para cumprimento do limite regulatório de DEC entre 2017 e 2021

	ID	Nome do Conjunto	Média DECap	Média DEClim	Dif_DECap_DEClim	Média FECap	Média FEClim	Dif_FECap_FEClim
Predominância de Áreas Rurais	1	CURITIBANOS DISTRITO INDUSTRIAL	65,74	16,40	49,34	21,87	10,80	11,07
	2	DOUTOR PEDRINHO	56,00	32,80	23,20	21,98	19,40	2,58
	3	PRESIDENTE GETÚLIO	30,51	16,00	14,51	16,26	12,20	4,06
Áreas com Relevos Acidentados	4	SANTA TEREZINHA	46,69	33,00	13,69	26,05	16,00	10,05
	5	VOLTA GRANDE	38,61	26,20	12,41	13,36	16,80	-3,44
	6	ARABUTÃ	35,81	24,40	11,41	20,15	17,80	2,35
Áreas com Complexidades	7	ANITA GARIBALDI	40,51	30,00	10,51	16,21	14,40	1,81
	8	VIDAL RAMOS CENTRO	29,29	20,40	8,89	11,76	14,40	-2,64
	9	PORTO UNIÃO DIST.	37,15	29,00	8,15	19,21	15,60	3,61
	10	GAROPABA	17,49	9,60	7,89	12,02	9,20	2,82
	11	CONCÓRDIA SÃO CRISTOVÃO	19,62	11,80	7,82	12,66	10,80	1,86
	12	BOM RETIRO	31,89	26,00	5,89	15,44	14,80	0,64
	13	TIJUCAS	17,53	11,80	5,73	12,43	9,20	3,23
	14	JAGUARUNA VELHA	15,51	9,80	5,71	8,27	8,20	0,07
	15	TANGARÁ	19,42	13,80	5,62	11,21	11,80	-0,59
	16	UBATUBA	14,39	9,40	4,99	4,77	9,00	-4,23
	17	GOVERNADOR CELSO RAMOS	18,44	13,80	4,64	11,99	8,20	3,79
	18	USINA CAVEIRAS	29,27	25,20	4,07	10,82	13,40	-2,58
	19	FAXINAL DOS GUEDES	25,68	21,80	3,88	14,57	14,80	-0,23
	20	LAGUNA	12,52	8,80	3,72	8,18	7,80	0,38
	21	TAIÓ	22,87	19,40	3,47	15,13	13,20	1,93
	22	IMBITUBA	11,47	8,40	3,07	7,83	7,40	0,43
	23	ERMO	12,10	9,20	2,90	8,83	7,80	1,03
	24	ILHA SUL	10,72	8,00	2,72	6,48	6,80	-0,32
	25	LAURO MULLER	10,62	8,00	2,62	5,52	7,00	-1,48
	26	OTACÍLIO COSTA	17,96	15,80	2,16	9,30	9,40	-0,10
	27	BIGUAÇU QUINTINO BOCAIUVA	11,35	9,40	1,95	7,07	8,40	-1,33
	28	SAO JOAQUIM	24,92	23,40	1,52	10,35	12,40	-2,05
	29	PONTE ALTA	17,31	15,80	1,51	9,97	10,80	-0,83
	30	CAÇADOR	13,73	12,40	1,33	8,77	10,20	-1,43
	31	ROÇADO	9,10	7,80	1,30	7,27	6,00	1,27
	32	SOMBRIO	13,09	11,80	1,29	8,90	9,80	-0,90
	33	CORUPÁ	18,27	17,00	1,27	11,68	13,20	-1,52
	34	ITAIOPOLIS	26,26	25,00	1,26	19,96	14,80	5,16
	35	CATANDUVAS	15,98	15,00	0,98	10,60	11,00	-0,40
	36	SAO FRANCISCO DO SUL	9,97	9,00	0,97	5,00	8,00	-3,00
	37	ITAJAI SALSEIROS	10,72	9,80	0,92	8,66	8,00	0,66
	38	ARARANGUÁ	10,08	9,20	0,88	7,63	7,80	-0,17
	39	CHAPECÓ II	9,88	9,00	0,88	7,95	10,00	-2,05
	40	SCHROEDER	15,59	14,80	0,79	12,49	11,40	1,09
	41	BLUMENAU GARCIA	8,71	8,00	0,71	6,70	7,00	-0,30
	42	ILHA NORTE	9,10	8,40	0,70	6,24	6,40	-0,16
	43	GASPAR	11,05	10,40	0,65	8,22	10,20	-1,98
	44	CAMBORIÚ MORRO DO BOI	7,62	7,00	0,62	5,82	6,80	-0,98
	45	PIÇARRAS	8,60	8,00	0,60	5,85	7,00	-1,15
	46	NAVEGANTES	9,31	8,80	0,51	7,40	7,80	-0,40
	47	FRAIBURGO	15,81	15,40	0,41	10,72	11,80	-1,08
	48	RIO DO SUL	16,26	16,00	0,26	10,09	10,80	-0,71
	49	PINHEIRA	12,29	12,20	0,09	6,30	9,80	-3,50

Fonte: Autor

com relação aos conjuntos que tiveram mais de 1 hora de distanciamento do valor médio apurado do indicador DEC em relação ao limite regulatório médio, esses são os casos que podem apresentar os maiores indícios de distorções resultantes do modelo aplicado pela ANEEL para a definição dos limites regulatórios dos indicadores de continuidade. Nesse contexto, do total de 34 conjuntos com violação média maior que 1 hora no indicador DEC, 19 são conjuntos que tem predominância de áreas rurais, o que corresponde aproximadamente 56% dessa amostra.

Do ponto de vista de gestão da distribuidora, esses conjuntos representam uma circunstância sensível quando se trata da relação entre aspectos operacionais e fi-

nanceiros, pois, dada a exigência regulatória de atendimento aos limites de qualidade de fornecimento impostos, a distribuidora realiza planejamento de investimentos para buscar atingir o nível de melhoria de desempenho necessário. Todavia, a realização de aporte de recursos financeiros na operação de um conjunto elétrico que apresenta severas dificuldades operacionais não é uma garantia determinística de atingimento do objetivo de melhoria de desempenho desejada. Face a essa incerteza, há que se ponderar aspectos como o impacto que tais investimentos têm na modicidade tarifária percebida pelos consumidores, a avaliação do órgão regulador no que se refere à prudência e remuneração dos investimentos realizados e o risco de desequilíbrio econômico-financeiro de toda a concessão. Assim, uma vez que os limites dos indicadores de continuidade sejam definidos com influência de eventuais distorções resultante de possíveis ineficácias do modelo utilizado pela ANEEL, há a perpetuação de exigências de desempenhos inexecutáveis para determinados conjuntos e a determinação de sinais regulatórios que desencorajam a distribuidora despendar recursos para buscar melhorias desses conjuntos. A distribuidora é influenciada a optar por uma filosofia de gestão cuja priorização é direcionada aos conjuntos com melhores desempenhos e maiores disponibilidades de infraestrutura operativa, que normalmente são conjuntos com áreas mais urbanizadas, afim de que os indicadores de continuidade globais da área de concessão tenham seus limites regulatórios atendidos e haja garantia de cumprimento do contrato de concessão. Desta forma, como consequência, isso pode levar a um desequilíbrio na percepção de qualidade de fornecimento do mercado consumidor, de modo em áreas mais urbanizadas essa percepção torna-se maior, com melhores desempenhos de indicadores, enquanto que em áreas rurais menos urbanizadas o nível de qualidade torna-se insatisfatório e deteriora-se ao longo do tempo.

Nesse contexto, destaca-se que os investimentos aplicados pela Celesc-Dis para a melhoria de desempenho dos indicadores de continuidade em toda a área de concessão no período de 2016 a 2020 totalizaram aproximadamente R\$ 2,63 bilhões, distribuídos ao longo dos quatro anos conforme apresentado na Figura 21. Esses investimentos na operação do sistema de distribuição da companhia englobaram novos equipamentos que foram instalados nas redes elétricas, custo de materiais necessários para serviços de manutenções e contratação de pessoal para compor equipes de campo, que impactam na melhoria de níveis de qualidade de fornecimento tanto no aspecto de duração, quanto na frequência de interrupções de energia.

Considerando os investimentos financeiros aplicados, foram observados resultados importantes da Celesc-Dis nos desempenhos dos indicadores globais DEC e FEC da área de concessão, quando comparados em termos percentuais com os desempenhos dos mesmos indicadores médios de qualidade do serviço do Brasil. A Figura 22 ilustra o comparativo desses resultados.

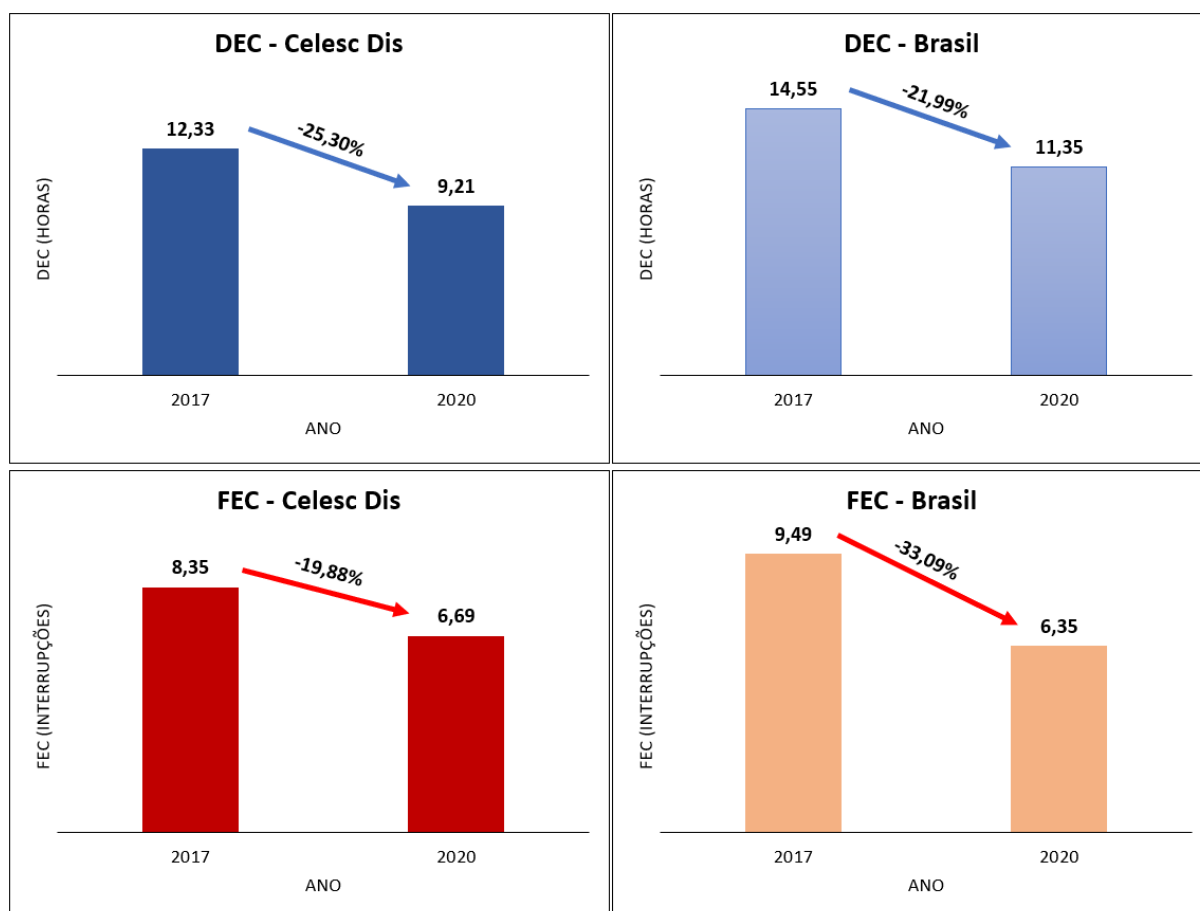
Figura 21 – Investimentos anuais da Celesc-Dis entre 2016 e 2020.



Fonte: Adaptado de (CELESC, 2021)

Nota-se que de 2017 a 2020, com o volume crescente de investimentos aplicados na operação da rede de distribuição, a Celesc-Dis obteve melhora global de qualidade de fornecimento de energia, representados por melhores desempenhos dos indicadores DEC e FEC. No que se refere à duração média de interrupções por ano, a distribuidora teve melhora de 25,30% do número médio de horas interrompidas por ano, enquanto a melhora média do Brasil para o mesmo período foi de aproximadamente 22%. Com relação à frequência de interrupções, a melhora da qualidade da Celesc-Dis, não chegou a ser superior à melhora média nacional, no entanto reduziu a frequência em aproximadamente 20%, o que é considerado uma melhora relevante dentro de um mesmo ciclo tarifário. No entanto, conforme observado ao longo da análise realizada nessa subseção, essa melhora não se refletiu no cumprimento dos limites regulatórios de níveis de qualidade de todos os conjuntos da distribuidora. Pelo contrário, alguns conjuntos tiveram dificuldades crônicas e desempenhos de qualidade de fornecimento bastante afastados dos seus respectivos limites definidos pela ANEEL. A partir disso, fica constatado que, em que pese a Celesc-Dis tenha aplicado investimentos e melhorado o desempenho dos indicadores de continuidade globais da área de concessão, restou a existência de um desequilíbrio de percepção dos consumidores no que se refere à qualidade de serviço prestado pela distribuidora, representado por

Figura 22 – Comparação entre evolução dos indicadores DEC e FEC da Celesc-Dis e do Brasil de 2017 a 2020.



Fonte: Adaptado de (CELESC, 2021)

atendimento a limites regulatórios de alguns conjuntos ao mesmo tempo em que houve graves violações em outros conjuntos. Sugere-se, portanto, que essa distorção seja resultante de fragilidades nos limites definidos a partir do modelo regulatório vigente.

Por fim, ressalta-se que assim como a Celesc-Dis, diversas distribuidoras brasileiras também devem possuir conjuntos cujos desempenhos de DEC ou FEC nunca foram inferiores a determinado valor limite definido pela ANEEL. Inúmeras podem ser as razões que podem ser elencadas para tal constatação histórica, porém o anseio geral é que dentre essas razões a ineficiência regulatória resultante do modelo seja minimizada ao máximo.

3.2.3 Diferenças de características de atuação operacional dentro de um conjunto elétrico

A análise apresentada na subseção 3.2.2 a respeito de características desafiadoras dos conjuntos elétricos da Celesc-Dis a partir de informações oriundas do

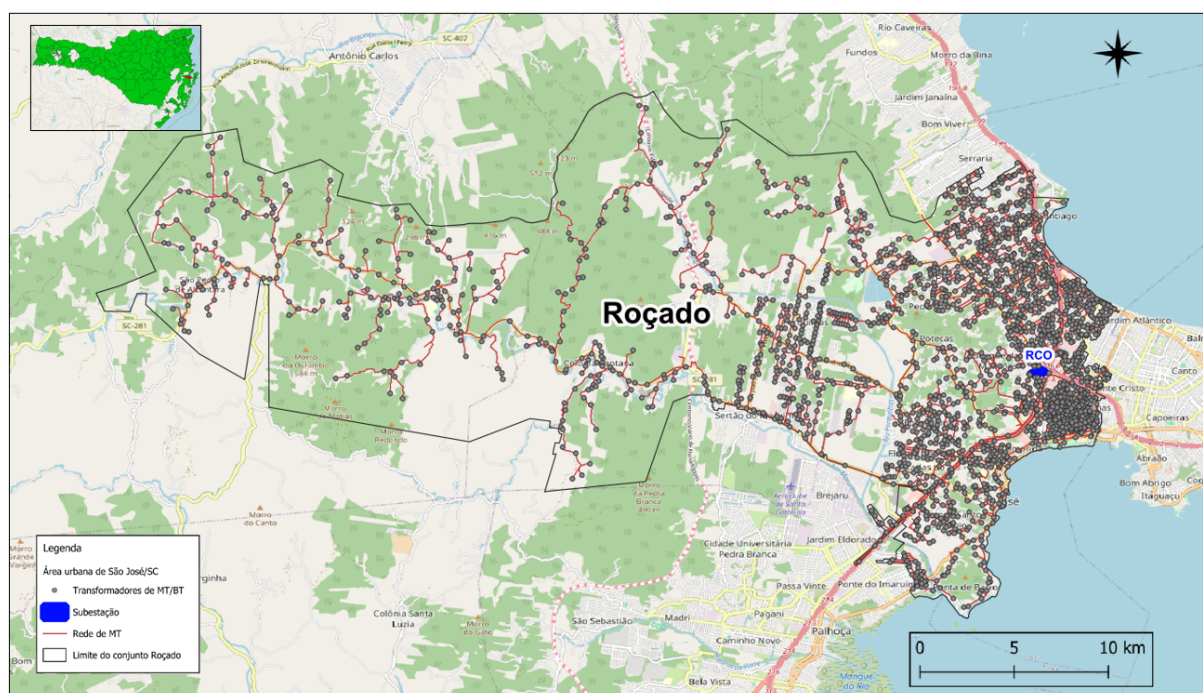
cotidiano das equipes de campo da distribuidora revelou o mapeamento de conjuntos com desempenhos distantes de seus respectivos limites regulatórios de qualidade de fornecimento, onde ficou evidenciado que conjuntos elétricos com áreas tipicamente rurais apresentaram performances de indicadores de continuidade piores em relação a conjuntos que possuem áreas mais urbanizadas. Face a essa revelação, críticas tradicionalmente direcionadas aos conceitos de *outlier*, *benchmarks*, heterogeneidade e afins, embora válidas, terminam invariavelmente sendo arrefecidas quando limitadas aos atributos utilizados no modelo regulatório vigente, devido a estes atributos serem os únicos *drivers* utilizados atualmente pela ANEEL nos estudos de especificidades operacionais dos conjuntos solicitados pelas distribuidoras.

A partir disso, com o intuito de verificar possíveis peculiaridades e excepcionalidades não diagnosticadas nos conjuntos observando-se apenas valores dos seus atributos regulatórios, essa subseção apresenta uma análise comparativa entre os dados desses atributos relativos ao conjunto Roçado da Celesc-Dis, cuja área geográfica está ilustrada em formato de mapa na Figura 23. São analisados dados das características elétricas do conjunto juntamente a aspectos particulares relacionados ao atendimento dentro da área geográfica do conjunto. Os atributos regulatórios utilizados para essa análise são extraídos da base de dados levantada pela ANEEL, enquanto que as características elétricas do conjunto são extraídas da Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD) da Celesc-Dis, ambas do ano de 2021, devido a terem sido os dados utilizados pelo regulador para a definição dos limites de qualidade de fornecimento dos ciclos de Revisões Tarifárias Periódicas ocorridos no referido ano.

Como pode ser observado no mapa, o conjunto Roçado está situado na região metropolitana da cidade de Florianópolis, capital de Santa Catarina localizada no leste do estado, região que pertence a área de concessão da empresa Celesc-Dis. Em 2021, esse conjunto possuía mercado de 111.263 unidades consumidoras e 1.124,94 km de rede de MT distribuídos em uma área de extensão de 139,76 km². O conjunto Roçado abrange essencialmente a área geográfica das zonas urbana e rural de quase totalidade da cidade de São José, município vizinho conurbado à capital Florianópolis, e é o maior conjunto elétrico da distribuidora em número de consumidores atendidos. O mapa da Figura 23 ilustra além da área geográfica abrangida pelo conjunto, a localização da subestação que atende as UCs do conjunto, a extensão de rede elétrica de MT e os transformadores de distribuição MT/BT alocados na rede.

Nota-se a partir da representação da quantidade de transformadores no mapa que o conjunto Roçado atende desde regiões urbanizadas em sua faixa leste com alta densidade de vias de circulação rodoviária, incluindo a BR-101, até áreas menos densas em regiões mais rurais em sua faixa oeste sem muitas opções de infraestruturas de circulação rodoviárias. Os atributos regulatórios do conjunto Roçado levantados pela ANEEL no ano de 2021 estão mostrados na Tabela 9.

Figura 23 – Mapa do conjunto elétrico Roçado.



Fonte: Autor.

Tabela 9 – Atributos regulatórios do conjunto elétrico Roçado.

Sigla	Atributo Regulatório	Valor
PC_VRAM	Percentual de área com vegetação remanescente alta ou média (%)	37,86%
PLUV	Precipitação pluviométrica média anual (mm)	1.705,77 mm
PC_ERMT_3F	Percentual de redes de MT trifásicas (%)	85,02%
PC_NUC_AD	Percentual de número de UCs em áreas de alta densidade (%)	99,02%
CM_NUC_RES	Consumo médio por UC da classe residencial (kWh)	2.380,68 kWh
NUC_IND	Número de UCs da classe industrial	2.737
NUC_COM	Número de UCs da classe comercial	11.747

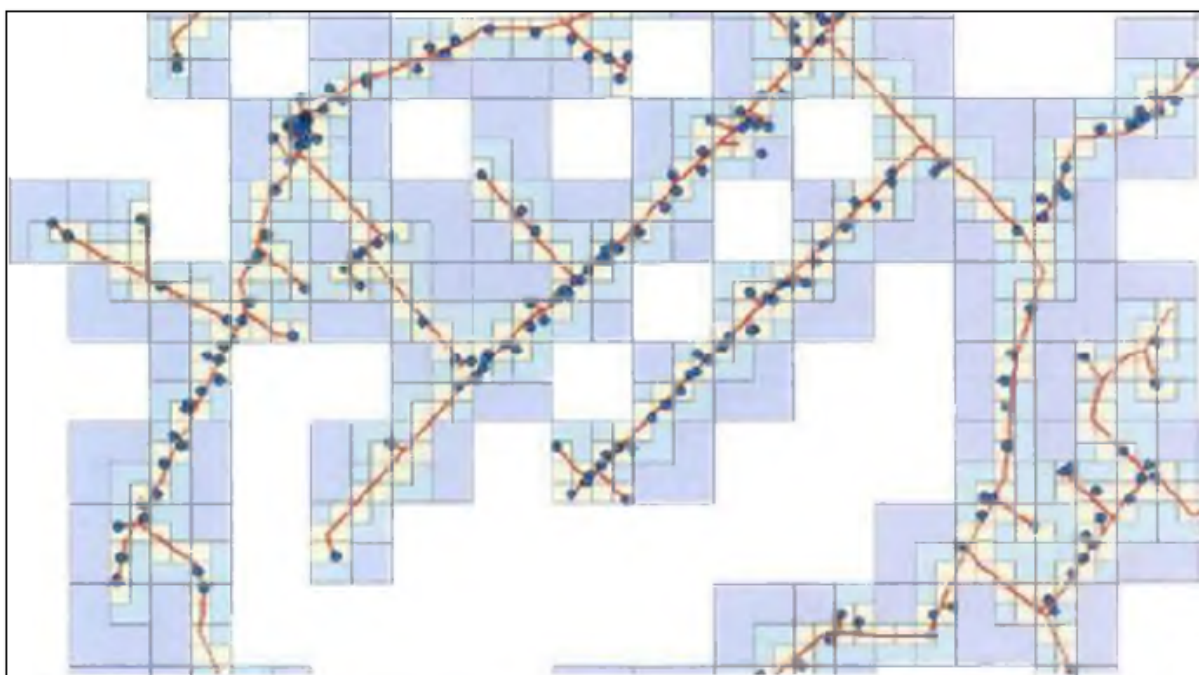
Fonte: Autor.

Dos atributos regulatórios levantados, chama atenção o atributo percentual de número de UCs em áreas de alta densidade (PC_NUC_AD) com valor de 99,02% quando comparado com a disposição elétrica na área geográfica de atendimento do conjunto Roçado. Em uma interpretação trivial desse atributo, isso representaria que quase a totalidade dos consumidores atendidos dentro desse conjunto estão localiza-

dos em áreas de alta densidade, o que sugere que seja uma área de grande concentração urbana. Todavia, esse fato não é deduzível a partir de uma simples observação da Figura 23. Face à essa constatação, antes de chegar a uma conclusão sobre se o atributo está de fato refletindo uma característica real de operação desse conjunto é relevante colocar como que o atributo PC_NUC_AD é montado para as realização das análises da ANEEL.

A Nota Técnica nº 0059/2014-SRD/ANEEL, prévia à Nota Técnica nº 0102/2014-SRD/ANEEL que especifica a aplicação da metodologia comparativa utilizada atualmente pelo regulador, explica como são montados os atributos regulatórios utilizados nessa metodologia. No tocante à localização dos consumidores para posterior contagem das UCs situadas nas diferentes áreas de densidade caracterizadas dentro dos conjuntos, os espaços geográficos dos conjuntos são subdivididos em quadrículas com tamanhos de lado 1 km, conforme ilustra a Figura 24 que exemplifica a subdivisão da área de um conjunto elétrico. A partir dessa subdivisão, os espaços geográficos contabilizados como pertencentes ao conjunto são somente as quadrículas que possuem consumidores e passagem de rede elétrica, sendo portanto, as demais quadrículas desconsideradas para a montagem do atributo PC_NUC_AD, embora possam dispor de outros aspectos de infraestrutura como por exemplo rodovias.

Figura 24 – Quadrículas sobrepostas à rede de MT e à localização das unidades consumidoras de um conjunto elétrico.



Fonte: (ANEEL, 2014a).

A partir da consideração apenas das quadrículas que possuem consumidores

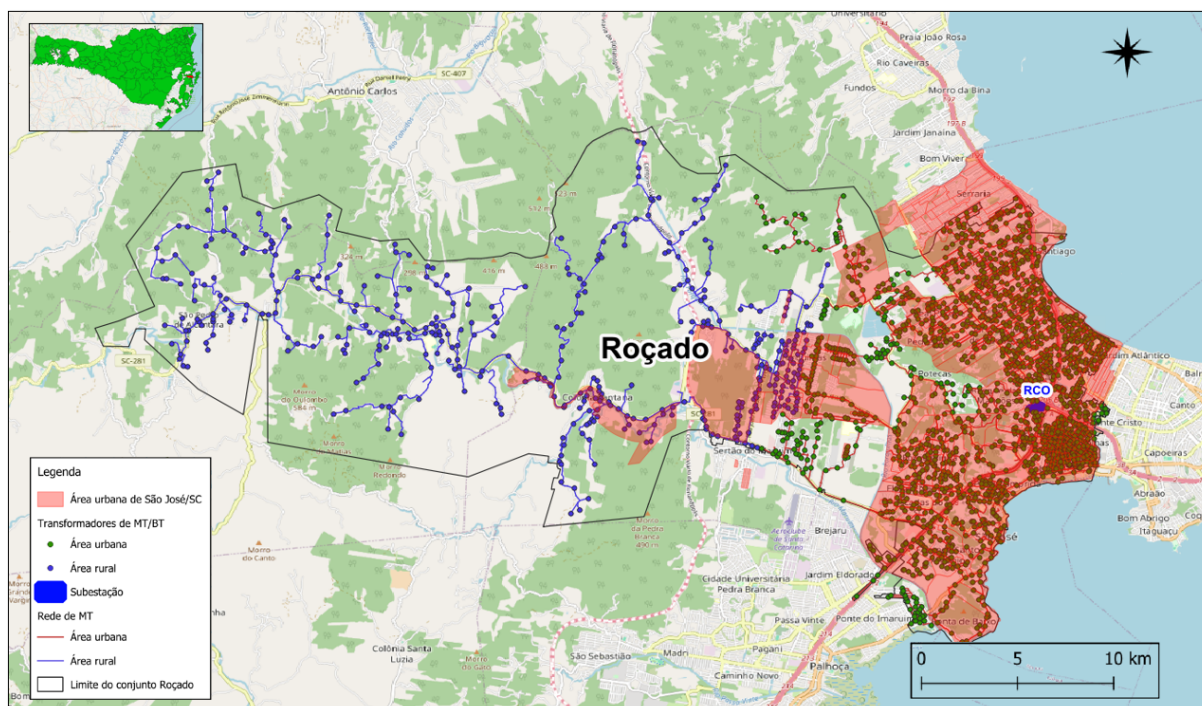
e rede elétrica passante, a Nota Técnica nº 0059/2014-SRD/ANEEL especifica que quadrículas com densidade superior a 60 UC/km² são classificadas como áreas de alta densidade dentro do conjunto, enquanto que quadrículas com densidade igual ou inferior a 60 UC/km² são classificadas como áreas de baixa densidade, sendo estas as duas únicas classificações de áreas de densidade tratadas pela metodologia atual. Assim, classificadas as áreas de densidade dentro do conjunto, o PC_NUC_AD é obtido a partir do cálculo percentual do número de UCs pertencentes às áreas de alta densidade.

Diante disso, novamente analisando o atributo PC_NUC_AD do conjunto Roçado mostrado na Tabela 9, interpreta-se que aproximadamente 1% das unidades consumidoras estão localizadas em áreas de baixa densidade dentro da região geográfica de atendimento desse conjunto. Essa interpretação induz a um possível entendimento de que apenas 1% dos consumidores desse conjunto estão localizados em regiões rurais menos urbanizadas, o que pode não ser necessariamente um fato verdadeiro. Além disso, outras deduções podem ser realizadas a partir da interpretação do valor desse atributo, como a facilidade operativa no caso desse conjunto, baseada em uma disponibilidade de rede elétrica flexibilidade de atendimento pelas equipes de campo naturalmente observada em áreas urbanizadas de alta densidade. Para analisar esse contexto, foi indicada no mapa da Figura 25 a área urbana definida pelo IBGE do município de São José/SC, destacada em vermelho, que pertence ao conjunto Roçado para comparar com a interpretação retirada da simples observação do valor do atributo PC_NUC_AD. O mapa distingue ainda os elementos da rede elétrica que segundo os critérios da BDGD da Celesc-Dis foram classificados como pertencentes a regiões urbanas ou rurais.

A partir da observação do mapa, destaca-se que a área urbana definida pelo IBGE e atendida pelo conjunto Roçado é visivelmente menor que o restante da área de abrangência do conjunto. Em números, a área urbana ressaltada na cor vermelha possui 48,19 km², o que representa somente 34,48% da área total do conjunto Roçado. Outro aspecto de destaque é que a área urbana concentra 1.663 transformadores de distribuição MT/BT dos 2.152 transformadores alocados para atendimento de todos os consumidores do conjunto, o que representa 77,28%. Com isso, notadamente verifica-se que a maior parcela dos consumidores estão localizados na área urbana tornando-a mais densa, porém não quase a totalidade como supõe o valor interpretado do atributo PC_NUC_AD. Essa assimetria entre a montagem desse atributo mencionada anteriormente e a real disposição das características elétricas do conjunto na sua área de atendimento pode levar a distorções no processo comparativo de definições dos limites de qualidade de fornecimento.

Do ponto de vista operacional, um aspecto de grande relevância que não deve ser ignorado é que a existência de áreas com características de urbanidade distintas

Figura 25 – Mapa do conjunto elétrico Roçado considerando áreas urbana e rural.



Fonte: Autor.

dentro de um mesmo conjunto requer gestão diferenciada para cada uma das áreas de atendimentos de campo. Áreas urbanizadas que dispõem de infraestruturas como elevada densidade de edificações contínuas, calçadas, pavimentações, vias públicas e estradas oferecem melhores condições de atendimento para distribuidora do que áreas rurais que normalmente não apresentam essa infraestrutura, principalmente por oferecer facilidades de deslocamentos e acesso à rede elétrica. Em áreas rurais, na maioria dos casos por circunstâncias técnicas e econômicas, é comum haver trechos de rede elétrica que passam por locais onde não há estradas pavimentadas que dificultam o acesso de equipes para reparos de manutenção. Em situações de contingências, portanto, a recomposição do sistema elétrico de distribuição ocorre de maneira mais facilitada nas áreas urbanas devido a essa facilidade de deslocamento, maior disponibilidade de acesso e, por haver uma maior densidade de populacional, uma ação de manutenção alcança maior número de consumidores quando comparado com uma área rural. Esses fatores naturalmente irão resultar em uma diferença de níveis de qualidade de fornecimento dentro de um mesmo conjunto, onde regiões com maior densidade de urbanização terão melhor desempenho de qualidade de serviço em detrimento às regiões com menor densidade.

Desta forma, sugere-se que o fator densidade de urbanização pode ter grande relevância para estudos de avaliação de níveis de qualidade de fornecimento e pode ser

levada em consideração como um *driver* para a definição de limites dos indicadores de continuidade DEC e FEC dos conjuntos elétricos. Além disso, necessidade de tratamento distinto da gestão operacional dentro de um conjunto provoca ainda a reflexão que um valor único de qualquer atributo regulatório relativo a esse conjunto, de forma geral, não consegue representar uniformemente toda a área de atendimento desse mesmo conjunto, considerando que há a abrangência combinada de áreas urbanas e rurais.

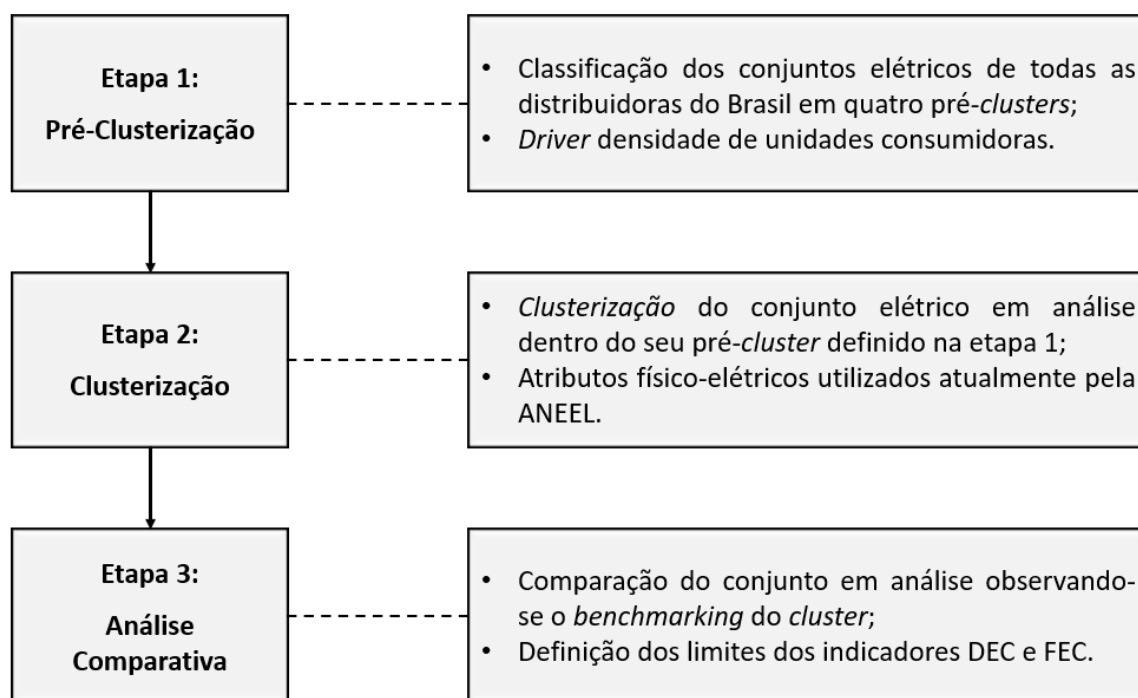
3.3 PROPOSTA DE MODELO ALTERNATIVO À METODOLOGIA VIGENTE

Após quase 10 anos, o método para a definição de limites dos conjuntos implementado atualmente se encontra bem estabelecido. Contudo, é comum e até prudente que o modelo utilizado seja objeto de discussões por parte dos agentes interessados, com a finalidade de sempre aprimorar os regramentos do setor, de forma a acompanhar as mudanças nos padrões de consumo, tendências internacionais, ensejos da população, entre outros fatores. Além disso, sugere-se que diante dos avanços físicos e tecnológicos das redes de distribuição e da ausência de sinais regulatórios que acompanhem esse novo contexto, o modelo vigente seja revisitado para proposição de novos aprimoramentos.

Qualquer proposta de aprimoramento implementado ao modelo vigente que resulte em uma metodologia alternativa a ser adotada deve, necessariamente, ter os seus resultados aderentes à regulação por *price cap* e aos objetivos que estão sendo buscados com esse regime regulatório, além de harmonizar com as outras metodologias regulatórias aplicadas no Brasil e com as características próprias do segmento de distribuição de energia elétrica nacional. Ademais, por óbvio, devem ser coerentes do ponto de vista teórico e estatístico. Assim, é fundamental que qualquer metodologia alternativa proposta para o estabelecimento dos limites de continuidade apresente, a um só tempo, consistência regulatória, teórica e estatística. Por se tratar de um tema de alta complexidade e sensível não apenas às distribuidoras, mas aos consumidores e à própria ANEEL quanto ao seu papel de provedora de sinais regulatórios cada vez mais eficientes, há também que se prezar por todo o histórico de avanços obtidos em regulamentações anteriores e proporcionar aprimoramentos constantes.

A metodologia proposta para esse trabalho leva em consideração as características indicadas nas seções anteriores e consiste basicamente em três etapas: Uma primeira etapa de *pré-clusterização* dos conjuntos elétricos segundo critérios de urbanização, uma segunda etapa de *clusterização* dos conjuntos pertencentes a um mesmo *pré-cluster* a partir dos atributos físico-elétricos já utilizados pela ANEEL e uma terceira etapa de análise comparativa para a definição dos limites dos indicadores de continuidade DEC e FEC. A Figura 26 ilustra o fluxograma que mostra aspectos da execução de cada etapa da metodologia proposta.

Figura 26 – Fluxograma da metodologia proposta.



Fonte: Autor.

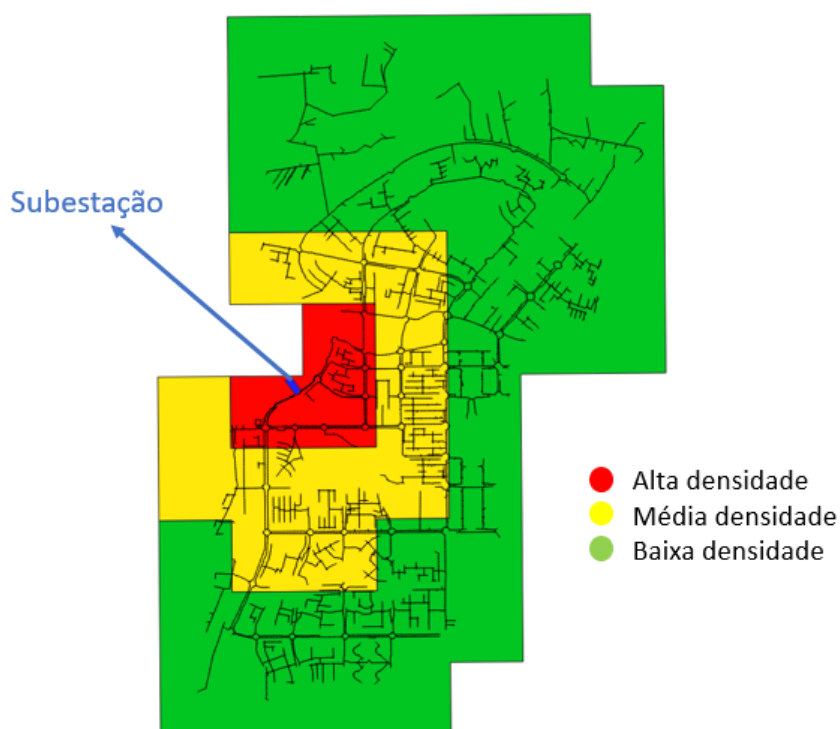
O principal objetivo da metodologia proposta é possibilitar uma maior diferenciação entre *clusters*, agregando características relacionadas à qualidade do serviço que são de difícil aquisição para os conjuntos elétricos, através da utilização de um *driver* de explicação da qualidade de fornecimento que se mostrou relevante em estudos relacionados a esse tema. Esse *driver* trata-se do atributo de densidade de consumidores e foi escolhido devido a ser um atributo de fácil obtenção que traz consigo diversas informações associadas a infraestruturas que influenciam diretamente no nível de performance de qualidade do serviço das redes elétricas das distribuidoras como gestão operacional, alocação de equipes de campo, investimentos em ativos na rede elétrica e dificuldades relacionadas ao atendimento às ocorrências emergenciais. De fato, o atributo de densidade de consumidores foi excluído no procedimento de seleção de atributos, na última revisão da metodologia vigente, no âmbito da Audiência Pública nº 029/2014. A multicolinearidade do atributo de densidade de consumidores com outros atributos foi utilizada para justificar a exclusão, embora o atributo de densidade de consumidores tenha sido reconhecido como o atributo com maior “poder de explicação” no modelo dos indicadores de continuidade. Com efeito, embora uma baixa sensibilidade no resultado de regressão possa ser associada à remoção de um atributo relevante por multicolinearidade com outros atributos, a prática de remoção de variáveis colineares pode constituir em graves erros de representatividade do modelo, prejudicando, para o problema em tela, a caracterização de conjuntos semelhantes. Desta forma, a partir

da incorporação desse atributo na metodologia proposta, busca-se promover assim uma comparação entre conjuntos com maiores níveis de semelhança e definição justa de limites de indicadores de continuidade.

Um aspecto relevante da metodologia aqui proposta é que o critério de formação de conjuntos adotado é o mesmo já aplicado atualmente pela ANEEL. Logo, mantendo-se o vínculo elétrico, o conjunto é definido por subestação de distribuição a qual engloba todos os consumidores atendidos pelas redes de MT a jusante da subestação e de propriedade da distribuidora. Entretanto, como aprimoramento para classificação dos conjuntos na primeira etapa de *pré-clusterização*, três subdivisões internas à área de atendimento de cada conjunto baseadas na ideia do que seriam áreas mais e menos urbanizadas são propostas sob o ponto de vista do atributo densidade de UCs, como exemplificado na Figura 27. O objetivo dessa subdivisão é a identificação das diferentes áreas de atendimento de uma mesma subestação, de modo que os conjuntos sejam classificados em três agrupamentos de acordo com sua densidade de mercado e que conjuntos que abrangem mais de uma área geográfica com características diferentes sejam tratados de forma apartada em um quarto agrupamento. A aplicação dessa análise parte do pré-suposto que os conjuntos alocados em um mesmo agrupamento apresentam maiores níveis de semelhança segundo critérios de urbanidade e, por consequência, a avaliação da continuidade do fornecimento de energia elétrica por método comparativo tende a ser mais justa.

Para a identificação das áreas de densidade de mercado internas aos conjuntos elétricos, é utilizado o resultado de um dos estudos realizados no âmbito do projeto de PeD mencionado na subseção 2.7. Nesse estudo, foi realizada uma análise de cada conjunto elétrico subdividido em quadrículas de 1 km^2 de área onde, partindo-se do ponto de instalação da subestação, o conjunto foi seccionado em até três possíveis áreas de densidade a partir do cálculo de densidade de consumidores, dado em UCs/ km^2 . De modo similar ao mencionado na subseção 2.7, optou-se pela determinação de três tipos de áreas, pelo fato de o Brasil ser um país continental cujo mercado espalhado por todo seu território possui ampla diversidade e naturalmente as áreas urbanas e rurais espalhadas nas diferentes regiões não apresentam exatamente as mesmas características geográficas ao ponto que haja semelhança suficiente para que sejam comparadas de maneira justa com apenas duas áreas de urbanização. Desta forma, a metodologia proposta nesse trabalho considera então a separação em três diferentes áreas de densidade, quais sejam, alta, média e baixa densidade, para que se tenha um tipo intermediário que englobe áreas que tenham graus de urbanidade média e minimize efeitos de elevados graus de urbanidade ou elevados graus de ruralidade presente em alguns conjuntos. Além disso, a definição dos limiares de número de UCs/ km^2 adotada aqui segue os mesmos critérios também já expostos na subseção 2.7. Logo, as faixas de densidade de consumidores são definidas por:

Figura 27 – Áreas de densidade de um conjunto elétrico.



Fonte: Autor.

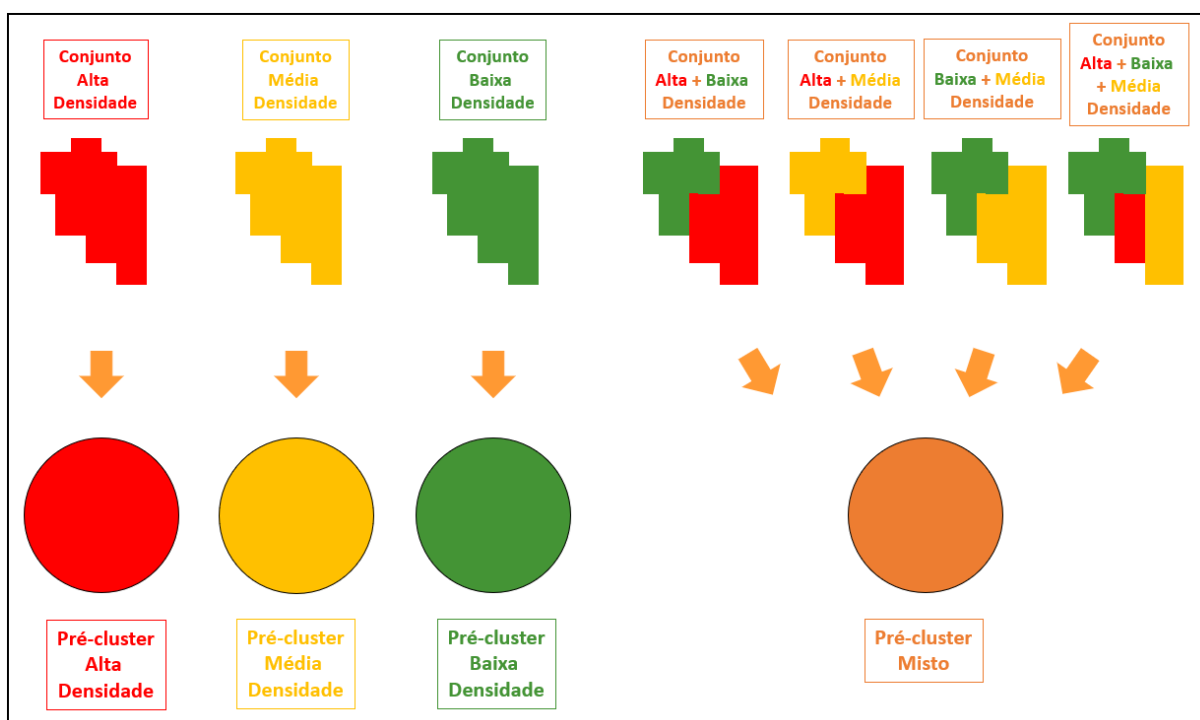
- Baixa densidade de consumidores: Até 70 UCs/km²;
- Média densidade de consumidores: De 70 à 1.100 UCs/km²;
- Alta densidade de consumidores: Acima de 1.100 UCs/km².

Com essa definição das faixas de densidades, todos os conjuntos utilizados no âmbito desse trabalho foram analisados para a identificação de quais faixas estão presentes em cada conjunto, de modo a realizar a classificação dos conjuntos em agrupamentos por níveis de densidade na etapa de *pré-clusterização*. Destaca-se que cada conjunto pode possuir desde apenas uma faixa de densidade até possuir as três faixas dentro da sua área geográfica de atendimento, como é o caso do exemplo ilustrado na Figura 27. Nesse exemplo, é possível observar que a subestação está instalada numa área de alta densidade e atende além dessa área, uma área de média densidade mais distante e uma área de baixa densidade localizada em região mais periférica.

Considerando então a identificação das áreas de densidade presente em cada um dos 2.868 conjuntos elétricos utilizados para as análises desse trabalho, dá-se início à primeira etapa da metodologia proposta, a etapa de *pré-clusterização*. Nessa etapa, os conjuntos elétricos são divididos em 4 grupos de *pré-clusters*, de acordo com

a quantidade de áreas de densidade que possuem e dos níveis de urbanidade dessas áreas. Os conjuntos elétricos que tenham apenas uma área de densidade são agrupados de acordo com seus níveis de densidade. Desta forma, considerando que nesse trabalho são adotados três níveis de densidades, serão constituídos três agrupamentos de conjuntos que possuem apenas uma área de densidade, quais sejam, *pré-cluster* de alta densidade, *pré-cluster* de média densidade e *pré-cluster* de baixa densidade. Os conjuntos que possuem mais de uma área de densidade são tratados de forma apartada compondo um quarto agrupamento denominado de *pré-cluster* misto, devido a constituírem um agrupamento onde se considera que os conjuntos apresentam circunstâncias operacionais não homogêneas. A Figura 28 resume de forma ilustrativa como são constituídos os agrupamentos na etapa de *pré-clusterização*.

Figura 28 – Classificação de *pré-clusters* de conjuntos elétricos segundo áreas de densidade.



Fonte: Autor.

A formação dos *pré-clusters* a partir do nível de urbanização tem como intuito primordial inserir na metodologia um critério de justiça na definição dos limites dos indicadores de qualidade de serviço. Quando os conjuntos elétricos são separados em agrupamentos que levam em consideração o atributo de densidade de consumidores que traz consigo informações agregadas que interferem diretamente em circunstâncias de performance de nível de qualidade de fornecimento, busca-se incorporar na metodologia aspectos operacionais que não são envolvidos apenas com uma análise

comparativa que coloque todos os conjuntos num mesmo *pool* e os descreva por meio dos atributos médios utilizados atualmente. Assim, considera-se justo que a definição dos limites de níveis de qualidade desses conjuntos se dê a partir de uma análise comparativa entre conjuntos que pertençam aos mesmos agrupamentos, de modo que se reduza distorções como as definições de limites inexequíveis ou o estabelecimento de limites por um conjunto *benchmarking* cujas características de nível de urbanização sejam completamente distintas.

Com base na constituição dos *pré-clusters* ilustrados na Figura 28, as etapas seguintes de estabelecimento de limites de qualidade para um determinado conjunto consideram apenas os conjuntos que estejam classificados dentro do mesmo *pré-cluster*. Após execução da primeira etapa, todos os conjuntos elétricos do Brasil ficam classificados nos *pré-clusters* de alta, média, baixa densidade ou conjuntos mistos. Considerando a base de dados das distribuidoras do ano de 2016 utilizados para as análises desse trabalho, os conjuntos foram *pré-clusterizados*, o que resultou na classificação ilustrada no mapa da Figura 29. As áreas geográficas no mapa que estão com a cor branca são áreas cujos conjuntos elétricos pertencem às empresas permissionárias de distribuição de energia elétrica e não fazem parte da análise metodológica que define os limites dos indicadores de continuidade dos conjuntos das empresas distribuidoras. Por esse motivo esses conjuntos não são classificados nesse estudo e não serão abordados no âmbito desse trabalho.

Como pode ser observado no mapa, predominam na maior parte da área geográfica do Brasil os conjuntos elétricos com baixa densidade de consumidores. Entretanto, em áreas onde se localizam capitais de estados, regiões metropolitanas ou grandes cidades, há a tendência de classificação de conjuntos de alta densidade ou conjuntos mistos. A Tabela 10 mostra o quantitativo de conjuntos pertencentes a cada *pré-cluster*, totalizando os 2.868 conjuntos analisados.

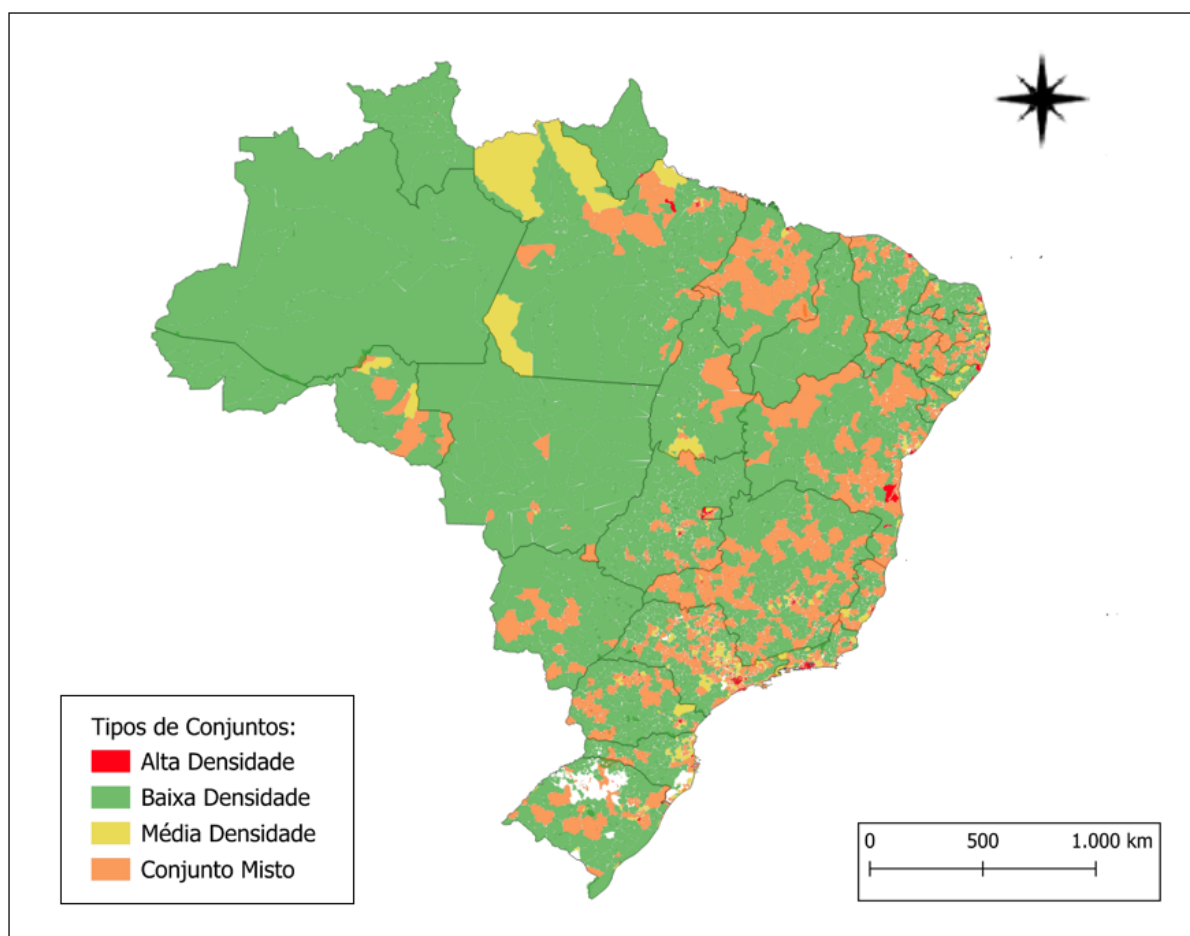
Tabela 10 – Quantidade de conjuntos elétricos classificados em cada *pré-cluster* de densidade de unidades consumidoras.

Pré-Cluster	Quantidade de Conjuntos Elétricos
Alta Densidade	434
Média Densidade	286
Baixa Densidade	1.332
Misto	816
Total	2.868

Fonte: Autor.

É possível notar na Tabela 10 que a maior parte dos conjuntos elétricos analisados são classificados como baixa densidade, sendo estes 1.332 conjuntos, o que representa aproximadamente 46% do total de conjuntos. Além disso, destaca-se que

Figura 29 – Conjuntos elétricos brasileiros classificados segundo áreas de densidade.



Fonte: Autor.

816 conjuntos elétricos foram classificados como mistos, representando aproximadamente 29% do total, o que significa que quase um terço dos conjuntos elétricos do Brasil atende áreas não homogêneas com diferentes características de densidade de consumidores.

Finalizada a primeira etapa de *pré-clusterização*, na sequência são executadas a segunda e terceira etapa da metodologia proposta para a definição dos limites dos indicadores de continuidade DEC e FEC de um conjunto elétrico. Nessas etapas são utilizados os mesmos atributos físico-elétricos já utilizados atualmente pela ANEEL para caracterização dos conjuntos elétricos de todas as distribuidoras do Brasil, conforme mostrado na Tabela 2. Na etapa de *clusterização* a proposta consiste em, considerando os agrupamentos obtidos da etapa de *pré-clusterização*, o conjunto sob análise tenha seu *cluster* formado por conjuntos que esteja no mesmo agrupamento de nível de densidade de consumidores, seguindo o mesmo regramento que é aplicado atualmente no modelo utilizado pela ANEEL. Desta forma, como exemplo, um conjunto pertencente ao *pré-cluster* de baixa densidade será *clusterizado* com conjuntos

do mesmo *pré-cluster* de baixa densidade. Formados os *clusters* para avaliação dos indicadores DEC e FEC, na etapa seguinte de análise comparativa para a definição dos limites dos indicadores do conjunto, a proposta consiste em adotar as mesmas regras do modelo aplicado pela ANEEL atualmente. Desse modo, a proposta visa que o conjunto analisado seja comparado e tenha seus limites definidos por conjuntos *benchmarkings* que tenham os mesmos níveis de urbanidade.

A proposta de utilização dos atributos já aplicados atualmente pela ANEEL e aplicação do mesmo modelo de *clusterização* e análise comparativa tem o objetivo principal de obter ganhos na reprodutibilidade do método, garantindo que sejam minimizadas as dificuldades de obtenção de novas informações ainda não exploradas pelo órgão regulador. Além disso, o objetivo geral desse trabalho não é explorar uma nova revisão e seleção de atributos os quais melhor representariam os fenômenos relacionados à performance de qualidade de fornecimento de energia dos conjuntos e melhor descreveriam a área geométrica de atendimento de um conjunto. Assim, considerando que a etapa de *pré-clusterização* já tem como intuito buscar incorporar à metodologia proposta aspectos operacionais que não são envolvidos no modelo aplicado atualmente, sugere-se que a execução das etapas seguintes considerando regras do modelo atual oferece ganhos no sentido de não elevar a complexidade de reprodução da metodologia a cada ciclo tarifário das distribuidoras e garantir a coerência do modelo na perspectiva teórica e estatística.

Para executar as análises foi desenvolvido um simulador em ambiente *MATLAB*, onde foram implementadas o modelo vigente aplicado pela ANEEL e a metodologia proposta como alternativa ao modelo vigente discutida nesse trabalho. A tela inicial do simulador está ilustrada na Figura 30.

Figura 30 – Tela inicial do simulador desenvolvido em ambiente *MATLAB*.

```
Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC
Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica - PPGEEEL
Definição de Limites de Indicadores de Continuidade Coletivos DEC e FEC para Conjuntos Elétricos de Distribuição do Brasil
Desenvolvedor: Jyvago Castello Branco Soares Terceiro, Eng.

Os métodos disponíveis para simulação são:
1 - Metodologia ANEEL - AP n° 029/2014
2 - Proposta Metodologia Alternativa

Informe qual o método de simulação deseja utilizar: |
```

Fonte: Autor.

Como opções de simulação, o *software* desenvolvido oferece a opção de simulação de apenas um conjunto elétrico, de todos os conjuntos de uma distribuidora selecionada ou de todos os conjuntos elétricos do Brasil presentes na base de dados disponibilizada pela ANEEL. Para ganho computacional de processamento, a etapa de *pré-clusterização* foi obtida de um módulo separado ao simulador resultante de um dos

estudos desenvolvidos pelo projeto de PeD descrito na subseção 2.7, sendo obtida como saída a base de dados dos conjuntos elétricos do Brasil já com suas classificações de pré-*clusters* conforme descrito nesta subseção. Para as demais etapas de simulação da metodologia alternativa proposta, o algoritmo implementado pode ser resumizado como segue:

1. Leitura da tabela contendo a base de dados dos conjuntos elétricos contendo a identificação do pré-*cluster* ao qual cada conjunto é classificado;
2. Tratamento inicial da base de dados onde identificam-se os conjuntos com dados completos e eliminação dos conjuntos que não possuem informações consistentes de dados históricos de indicadores DEC e FEC;
3. Separação da base de dados em conjuntos elétricos com padrões aéreos e padrões subterrâneos, tendo em vista que há tratamentos diferenciados dentro do regramento proposto;
4. Organização da base de dados em pré-*clusters* de alta densidade, média densidade, baixa densidade e conjuntos mistos;
5. Aplicação do método dinâmico para *clusterização* do conjunto em análise de acordo com o pré-*cluster* ao qual pertence;
6. Avaliação da heterogeneidade do conjunto analisado, realizando as tratativas de limitação do número mínimo de conjuntos pertencente a cada *cluster*;
7. Determinação dos conjuntos *benchmarking* dos *clusters* para o indicador DEC e para o indicador FEC;
8. Cálculo dos limites dos indicadores DEC e FEC para os próximos 8 anos a partir da comparação com os desempenhos dos conjuntos *benchmarking* e com o ponto de partida de limite do próprio conjunto em análise;
9. Definição dos limites dos indicadores de continuidade DEC e FEC, por meio de arredondamento simples dos indicadores calculados, para a quantidade de anos que compõem a janela tarifária da distribuidora a qual o conjunto pertence.

Finalizada esta análise, todo o processo é repetido caso tenha sido ajustado pelo usuário a definição de limites de todos os conjuntos de uma distribuidora ou de todos os conjuntos do Brasil disponíveis na base de dados. Ao final do processo, o *software* entrega como saída a definição dos limites dos indicadores de continuidade DEC e FEC de todos os conjuntos elétricos solicitados, os limites globais dos indicadores de continuidade da área de concessão da distribuidora solicitada, bem como arquivos extras contendo todos os *clusters* formados para comparação de todos os conjuntos

e contendo todos os conjuntos *benchmarking* para a definição dos limites de DEC e FEC.

3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nesse trabalho aqui apresentado é adotada uma metodologia alternativa que tem como base o modelo vigente que aplica a técnica de *Yardstick Competition*, com a implementação de uma etapa inicial de *pré-clusterização* considerando níveis de urbanidade dos conjuntos elétricos. Para a avaliação desse nível de urbanidade é utilizado como *driver* o atributo de densidade de unidades consumidoras que, além de mostrar numericamente quais os conjuntos que suprem grandes blocos de mercado consumidor dentro de uma área de concessão, traz consigo informações implícitas relevantes que impactam diretamente sobre a qualidade de fornecimento de energia elétrica de uma área, como infraestrutura urbana, geoambientais e socioeconômicas.

É fundamental ter em mente que a adoção de modelos comparativos em um contexto de monopólio natural permitirá ao regulador superar a natural desvantagem decorrente da forte assimetria de informações com relação à capacidade das distribuidoras proverem um serviço adequado ao consumidor, maximizando o uso dos seus recursos disponíveis. Além disso, implementando-se um modelo aprimorado que contenha um critério que promova um grau de isonomia na comparação entre os diversos conjuntos espalhados pelo Brasil, torna mais assertivo o processo de definição de limites de qualidade, impondo metas exequíveis para as distribuidoras e garantindo a sustentabilidade do serviço de distribuição de energia elétrica.

4 CASOS DE ESTUDO E DISCUSSÃO DE RESULTADOS

Este capítulo tem como objetivo mostrar os resultados de simulações baseadas na metodologia alternativa proposta no capítulo 3 e evidenciar os ganhos em relação à aplicação da metodologia vigente aplicada pela ANEEL.

A metodologia aqui proposta é aplicada aos conjuntos elétricos de todas distribuidoras do Brasil cujos dados foram disponibilizados no âmbito da Consulta Pública da ANEEL para a Revisão Tarifária da distribuidora Celesc-Dis no ano de 2016. Para simulação dos casos de estudo foi desenvolvido algoritmo codificado no *software* MATLAB®, versão R2018a, da *MathWorks*. Os atributos utilizados foram coletados respeitando-se as limitações das empresas para informar os dados de seus indicadores de forma confiável.

4.1 DEFINIÇÃO DOS CASOS DE ESTUDO

Os casos de estudos apresentados a seguir são resultados da comparação entre a simulação da definição de limites dos indicadores coletivos de continuidade, DEC e FEC, considerando o modelo vigente na regulação brasileira de qualidade de serviço e considerando a metodologia alternativa proposta para esse trabalho. Para isso, foram utilizados dados para simulação dos limites atribuídos para o período do quarto ciclo de Revisão Tarifária Periódica, ocorrido entre os anos de 2017 a 2021, com o intuito de observar os ganhos relacionados à aplicação da metodologia alternativa proposta em termos de adequação à performance histórica dos indicadores que são analisados.

Desta forma, nas próximas subseções são detalhados os resultados obtidos, não sendo feita uma análise exaustiva dos *clusters* e da totalidade de conjuntos das distribuidoras devido às análises apresentadas serem passíveis de generalização para todo universo de resultados obtidos. Assim, são considerados para análise apenas os conjuntos elétricos, áreas de densidade dentro da concessão e área de concessão total da distribuidora Celesc-Dis.

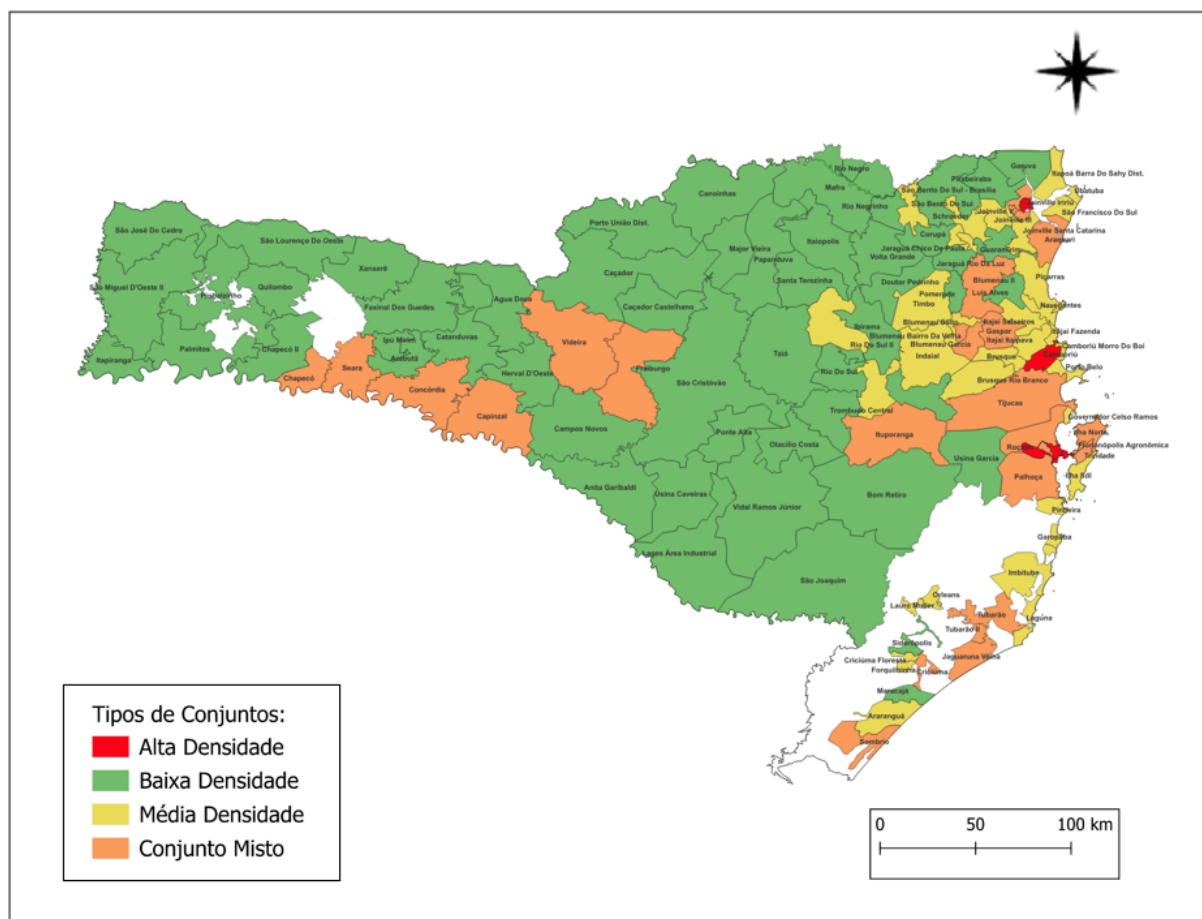
4.1.1 Caso de Estudo 1: Conjuntos Elétricos da distribuidora Celesc-Dis

O caso de estudo apresentado nessa subseção está relacionado aos limites dos indicadores de continuidade definidos para os conjuntos elétricos da Celesc-Dis e às violações desses limites ocorridos ao longo do quarto CRTP. Assim, são apresentados tanto ganhos coletivos em termos de menor quantidade de violações, quanto ganhos individuais que a aplicação da metodologia alternativa acarretou na definição dos limites desses indicadores para conjuntos da distribuidora.

A aplicação da metodologia proposta se inicia com a *pré-clusterização* dos

133 conjuntos elétricos da Celesc-Dis, classificando-os em *pré-clusters* de acordo com os níveis de densidade previamente definidos entre alta, média, baixa densidade ou conjunto misto. A Figura 31 ilustra como estão distribuídos geograficamente os conjuntos da distribuidora classificados após a *pré-clusterização*.

Figura 31 – Conjuntos elétricos da distribuidora Celesc-Dis classificados após *pré-clusterização*.



Fonte: Autor.

Nota-se que há predominância de conjuntos classificados como áreas de baixa densidade, especialmente dentre os conjuntos que estão localizados no interior do estado de Santa Catarina. Por outro lado, os conjuntos classificados como alta densidade, média densidade ou conjunto misto estão mais concentrados em áreas próximas a faixa litorânea do estado, o que é esperado, dado que a maior concentração populacional do estado e de mercado da Celesc-Dis se encontra nessa mesma região. A Tabela 11 mostra o quantitativo de conjuntos pertencentes a cada *pré-cluster*, totalizando os 133 conjuntos da distribuidora Celesc-Dis.

Após cálculo e definição dos limites para todos os conjuntos da Celesc-Dis aplicando a metodologia proposta, o primeiro resultado expressivo que demonstra ganho

Tabela 11 – Quantidade de conjuntos elétricos da distribuidora Celesc-Dis classificados em cada pré-cluster de densidade de unidades consumidoras.

Pré-Cluster	Quantidade de Conjuntos Elétricos
Alta Densidade	5
Média Densidade	37
Baixa Densidade	63
Misto	28
Total	133

Fonte: Autor.

em relação à aplicação da metodologia vigente se dá no âmbito global, observando-se a quantidade de conjuntos que apresentam desempenho de qualidade de fornecimento abaixo dos seus limites regulatórios. As Tabela 12 e Tabela 13 mostram em valores relativos a quantidade de conjuntos que atenderam seus limites regulatórios dos indicadores DEC e FEC, respectivamente, calculados segundo a metodologia aplicada pela ANEEL e pela metodologia alternativa proposta.

Tabela 12 – Quantidade de conjuntos elétricos da distribuidora Celesc-Dis que atenderam os limites regulatórios do indicador DEC.

Método	% Atendimento DEC 2017	% Atendimento DEC 2018	% Atendimento DEC 2019
Metodologia ANEEL	48,87 %	63,16 %	55,64 %
Metodologia Alternativa	50,38 %	64,66 %	57,89 %
Método	% Atendimento DEC 2020	% Atendimento DEC 2021	
Metodologia ANEEL	71,43 %	61,65 %	
Metodologia Alternativa	74,44 %	65,41 %	

Fonte: Autor.

A partir dos dados mostrados é possível notar sensíveis ganhos na porcentagem de conjuntos elétricos da Celesc-Dis que atenderiam aos limites regulatórios tanto para o indicador DEC quanto para o indicador FEC com a aplicação da metodologia alternativa. Em que pese a distribuidora ainda apresentasse valores distantes de ter todos os conjuntos atendendo aos limites regulatórios, essa sensível melhora naturalmente já ocasionaria impacto técnico no planejamento de ações de melhoria para evolução do desempenho de qualidade do serviço dos conjuntos elétricos e econômico na definição da componente Q do Fator X, a qual tem efeito direto no cálculo de compo-

Tabela 13 – Quantidade de conjuntos elétricos da distribuidora Celesc-Dis que atenderam os limites regulatórios do indicador FEC.

Método	% Atendimento FEC 2017	% Atendimento FEC 2018	% Atendimento FEC 2019
Metodologia ANEEL	75,19 %	80,45 %	68,42 %
Metodologia Alternativa	78,95 %	80,45 %	71,43 %
Método	% Atendimento FEC 2020	% Atendimento FEC 2021	
Metodologia ANEEL	76,69 %	76,69 %	
Metodologia Alternativa	80,45 %	78,95 %	

Fonte: Autor.

nentes tarifários de remuneração da distribuidora, conforme estabelece o Submódulo 2.5 do PRORET. Além disso, dados novos limites definidos para alguns conjuntos, mesmo que ainda apresentassem desempenhos insatisfatórios do ponto de vista de cumprimento regulatório, haveria novo cenário de planejamento da distribuidora para o futuro, onde seriam observadas as exigências de performance futura e necessidade de adequações na rede elétrica para atendimento do mercado consumidor.

Nesse contexto, importa destacar que o cumprimento regulatório dos limites de qualidade de fornecimento se trata de uma obrigação regulatória da distribuidora em relação ao seu contrato de concessão junto ao órgão regulador brasileiro. Assim, a definição de limites justos e exequíveis, sem abrir mão da exigência de melhoria contínua, direciona a distribuidora no sentido de alocação de recursos de forma otimizada e assertiva para cumprimento de suas obrigações regulatórias de qualidade do serviço e se mantém sustentável o negócio de distribuição de energia elétrica.

Quando se observa o resultado agora considerando os *pré-clusters* de áreas de densidade, há um cenário semelhante ao resultado global, principalmente em relação ao indicador DEC dos conjuntos de baixa e média densidade. As Tabela 14 e Tabela 15 mostram a quantidade relativa de conjuntos de baixa e média densidade, respectivamente, que atenderam seus limites regulatórios do indicador DEC.

Observando-se os dados mostrados, novamente é possível notar sensíveis ganhos na porcentagem de conjuntos elétricos de baixa e de média densidade da Celesc-Dis que atenderiam aos limites regulatórios para o indicador DEC com a aplicação da metodologia alternativa. Esse resultado é de grande relevância para a distribuidora por se tratar dos tipos de conjuntos elétricos considerados mais críticos no que se refere ao atendimento de ocorrências de interrupções de fornecimento de energia em

Tabela 14 – Quantidade de conjuntos elétricos de baixa densidade da distribuidora Celesc-Dis que atenderam os limites regulatórios do indicador DEC.

Método	% Atendimento DEC 2017	% Atendimento DEC 2018	% Atendimento DEC 2019
Metodologia ANEEL	39,68 %	57,14 %	41,27 %
Metodologia Alternativa	41,27 %	58,73 %	42,86 %
Método	% Atendimento DEC 2020	% Atendimento DEC 2021	
Metodologia ANEEL	71,43 %	63,49 %	
Metodologia Alternativa	73,02 %	65,08 %	

Fonte: Autor.

Tabela 15 – Quantidade de conjuntos elétricos de média densidade da distribuidora Celesc-Dis que atenderam os limites regulatórios do indicador DEC.

Método	% Atendimento DEC 2017	% Atendimento DEC 2018	% Atendimento DEC 2019
Metodologia ANEEL	59,46 %	67,57 %	64,86 %
Metodologia Alternativa	62,16 %	67,57 %	67,57 %
Método	% Atendimento DEC 2020	% Atendimento DEC 2021	
Metodologia ANEEL	72,97 %	54,05 %	
Metodologia Alternativa	75,68 %	67,57 %	

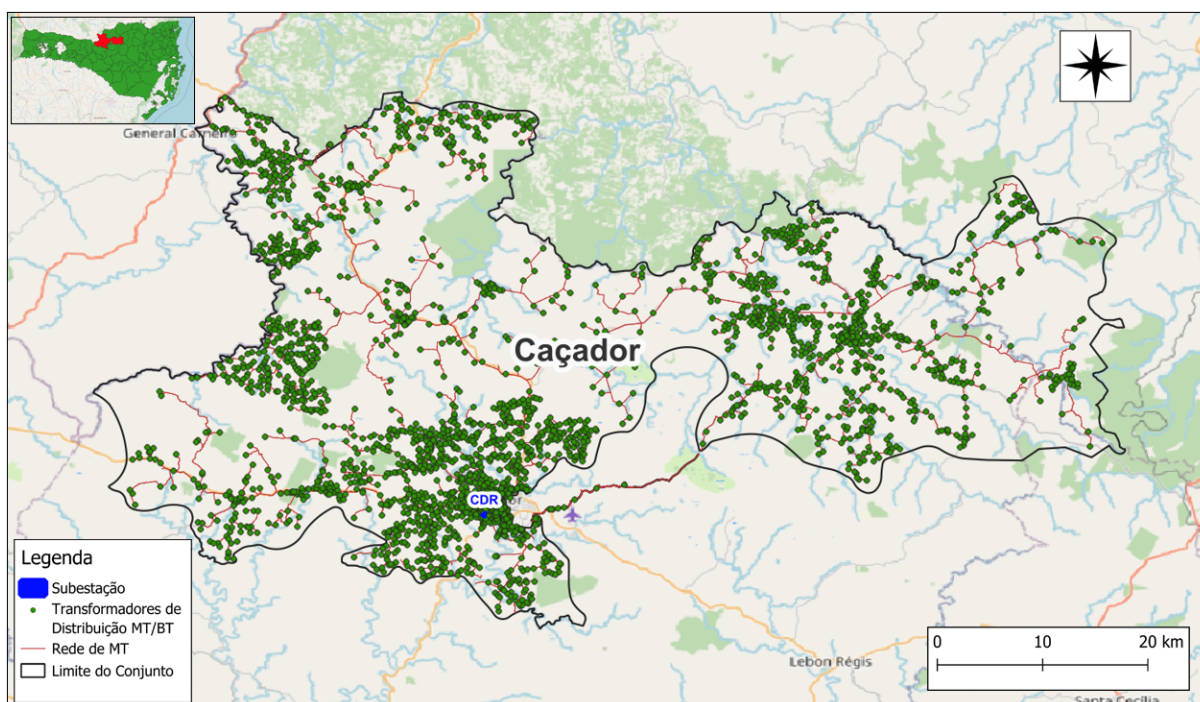
Fonte: Autor.

campo. Conforme discutido em capítulos prévios desse trabalho, conjuntos elétricos que apresentam baixos níveis de densidade de consumidores são conjuntos que apresentam também baixos níveis de urbanização, com menor condição de infraestrutura de deslocamento e áreas geográficas mais rurais, o que representa maiores desafios para atendimento a ocorrências pelas equipes de campo. Esses conjuntos habitualmente apresentam desempenho de indicadores de continuidade mais elevados e esse resultado obtido decorre do fato de os limites calculados pela metodologia alternativa proposta serem mais elevados que os calculados e impostos pela metodologia aplicada pela ANEEL no quarto CRTP. Isso não ocorre por acaso. Dado que o modelo alternativo proposto divide os conjuntos em *pré-clusters* de áreas de densidade, isso

faz com que apenas conjuntos de um mesmo pré-*cluster* sejam comparados entre si. Assim, os valores calculados pela metodologia proposta serão ajustados aos desempenhos históricos do conjunto *benchmarking* de cada *cluster*, que necessariamente será um conjunto com mesma característica de área de densidade, promovendo assim uma comparação mais isonômica, o que nem sempre ocorre quando se aplica o modelo utilizado pela ANEEL.

Nesse contexto, o segundo resultado expressivo obtido que demonstra ganho em relação à aplicação da metodologia vigente se dá em âmbito individual do processo de definição dos limites de indicadores de continuidade dos conjuntos, observando-se os conjuntos *benchmarking* para os quais os conjuntos da Celesc-Dis foram comparados para definir os limites dos indicadores de qualidade para o quarto CRTP entre os anos de 2017 e 2021. Para essa avaliação será mostrado o caso de definição dos limites do indicador DEC do conjunto elétrico Caçador ilustrado no mapa da Figura 32.

Figura 32 – Mapa do conjunto elétrico Caçador.



Fonte: Autor.

O conjunto elétrico Caçador está situado na região do Oeste Catarinense, região que pertence a área de concessão da empresa Celesc-Dis. Em 2021, esse conjunto possuía mercado de 25.739 unidades consumidoras e 2.582,34 km de rede de MT distribuídos em uma área de extensão de 2.732,42 km². O conjunto Caçador abrange áreas de atendimento geográfico das cidades de Caçador, Calmon, Timbó Grande e Matos Costa, totalizando portanto atendimento a 4 municípios do Oeste Catarinense.

O mapa ilustrado na Figura 32 mostra a área geográfica abrangida pelo conjunto, a localização da subestação que atende as UCs do conjunto, a extensão de rede elétrica de MT e os transformadores de distribuição alocados na rede.

Para aplicação do modelo vigente utilizado pela ANEEL, foram extraídos inicialmente os atributos geoeletricos da área de atendimento do conjunto Caçador. A Tabela 16 apresenta os atributos extraídos para o conjunto Caçador de acordo com base de dados obtidas junto à ANEEL.

Tabela 16 – Atributos geoeletricos extraídos para o conjunto Caçador.

Conjunto	PC_VRAM	PLUV (mm)	PC_ERMT_3F	PC_NUC_AD
Caçador	18,857 %	1.612,59	31,954 %	86,39 %
Conjunto	CM_NUC_RES (kWh)	NUC_IND	NUC_COM	
Caçador	2.023,29	894	2.474	

Fonte: Autor.

Além das informações dos atributos geoeletricos, também foram levantados dados de desempenho histórico dos 3 últimos anos dos indicador DEC, dados estes que são também utilizados como *input* na etapa de formação do *cluster* de conjuntos semelhantes para fins de comparação. Dado que o momento de simulação para definição dos limites do indicador DEC para os anos de 2017 a 2021 ocorreu no ano de 2016, considerou-se como histórico de 3 últimos anos o desempenho apurado entre os anos de 2013 e 2015, anos que já tinham indicadores realizados e consolidados pela ANEEL. Além disso, o limite já definido para o ano de 2016 foi utilizado como limite de referência V0, no qual a trajetória simulada para o futuro não pode ser superior, atendendo à premissa de melhoria contínua imposta pelo órgão regulador. A Tabela 17 apresenta o histórico de desempenho apurado para os indicadores coletivos, bem como a média do número de unidades consumidoras atendidas no conjunto Caçador, entre os anos de 2013 a 2015.

Tabela 17 – Desempenho histórico do conjunto Caçador entre os anos de 2013 e 2015.

Ano	Indicador DEC Apurado (horas)	Média do Número de Unidades Consumidoras
2013	18,76	29.469,30
2014	17,20	29.976,60
2015	14,32	30.627,80

Fonte: Autor.

Da Tabela 17 observa-se portanto que a média de desempenho do indicador DEC entre os anos de 2013 e 2015 do conjunto Caçador foi de 16,76 horas. A Tabela 18

apresenta o limite do indicador DEC do ano de 2016, utilizado como referência para definição dos limites futuros entre 2017 e 2021.

Tabela 18 – Limite do indicador DEC do conjunto Caçador para o ano de 2016.

Ano	Limite V0 do indicador DEC (horas)
2016	13

Fonte: Autor.

Após a execução da metodologia vigente, realização dos cálculos de heterogeneidade e medidas de posição, foi definido o *cluster* de conjuntos para comparação do indicador DEC do conjunto Caçador, no qual foi estabelecido qual conjunto é o *benchmarking* cujo desempenho deve ser o alvo a ser perseguido pelo conjunto Caçador. Na Tabela 19 é apresentado esse conjunto alvo.

Tabela 19 – Conjunto alvo do *cluster* de DEC do conjunto Caçador quando aplicada a metodologia vigente da ANEEL.

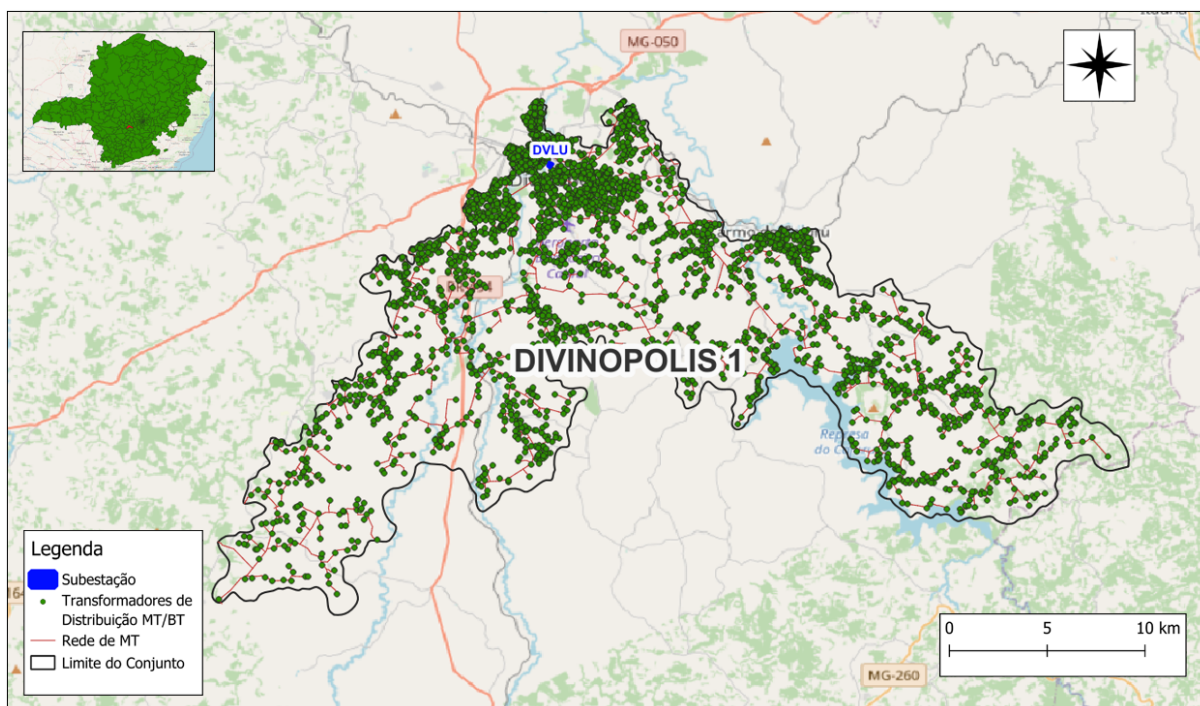
Indicador	Distribuidora do Conjunto Alvo	Conjunto Alvo	Média indicador últimos 3 anos	Referência V0 do conjunto alvo
DEC	CEMIG-D	Divinópolis 1	7,35 horas	7 horas

Fonte: Autor.

Importante destacar que após a aplicação da metodologia vigente utilizada pela ANEEL, o *cluster* de conjuntos que foram comparados ao conjunto Caçador para a definição dos limites regulatórios de indicador de continuidade DEC é composto por 62 conjuntos elétricos e contém conjuntos classificados como baixa densidade, média densidade e conjunto misto. Além disso, o conjunto Divinópolis 1 da distribuidora CEMIG-D, que é o conjunto *benchmarking* do *cluster*, é classificado como conjunto misto e está ilustrado no mapa da Figura 33.

A partir dessa definição do conjunto alvo que é o *benchmarking* a ter o nível de desempenho de qualidade perseguido fica evidente que o conjunto Caçador tem limites regulatórios de indicador DEC definidos por um conjunto que apresenta características operacionais diferentes da sua, sendo portanto resultado de uma comparação não isonômico. Isso significa ainda que o conjunto Caçador, classificado como um conjunto com área de baixa densidade, terá que buscar uma performance similar a de um conjunto com característica de área mista, o que leva a distribuidora a ter que alocar investimentos que podem não necessariamente levar ao atingimento do objetivo de ter o conjunto atendendo aos limites regulatórios de níveis de qualidade de fornecimento exigidos pelo órgão regulador.

Figura 33 – Mapa do conjunto elétrico Divinópolis 1 da distribuidora CEMIG-D.



Fonte: Autor.

Nesse contexto, quando se aplica o modelo proposto, busca-se a partir da utilização do *driver* de área de densidade na etapa de *pré-clusterização* garantir que os conjuntos tenham comparações mais justas, trazendo para a metodologia informações intrínsecas às áreas geográficas que impactam diretamente na complexidade operacional de cada conjunto. Isso resulta em ganhos na definição de limites regulatórios de qualidade por calcular níveis de exigências exequíveis para os conjuntos e evita investimentos por parte das empresas distribuidoras que potencialmente não resultarão em ganhos de qualidade a serem percebidos pelos consumidores.

Para o caso do conjunto Caçador, após a execução do modelo proposto, foi definido o *cluster* de conjuntos para a comparação do indicador DEC no qual foi estabelecido qual é o conjunto *benchmarking* cujo desempenho deve ser perseguido. Na Tabela 20 é apresentado esse conjunto alvo.

A partir dessa definição de um novo conjunto alvo é possível evidenciar aspectos que resultarão em ganhos na definição dos limites regulatórios do indicador DEC para o conjunto Caçador. O primeiro aspecto está relacionado ao fato de o *cluster* ser composto apenas por conjuntos elétricos com mesma classificação de densidade, nesse caso, de baixa densidade, incluindo o próprio *benchmarking* conjunto Cianorte da distribuidora COPEL-DIS, que está ilustrado no mapa da Figura 34.

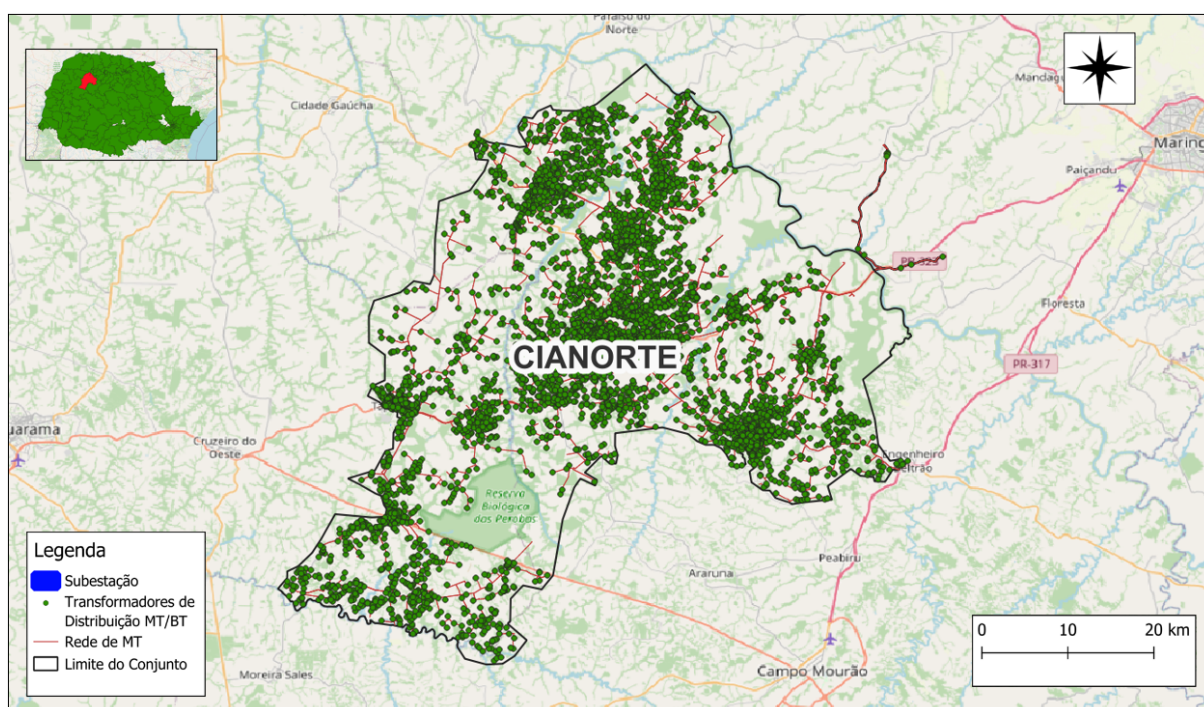
O segundo aspecto diz respeito ao fato de o conjunto alvo apresentar perfor-

Tabela 20 – Conjunto alvo do *cluster* de DEC do conjunto Caçador quando aplicado o modelo alternativo proposto.

Indicador	Distribuidora do Conjunto Alvo	Conjunto Alvo	Média indicador últimos 3 anos	Referência V0 do conjunto alvo
DEC	COPEL-DIS	Cianorte	10,29 horas	12 horas

Fonte: Autor.

Figura 34 – Mapa do conjunto elétrico Cianorte da distribuidora COPEL-DIS.



Fonte: Autor.

mance média histórica e referência V0 mais próximo ao conjunto em análise, o que representa que a definição da trajetória de limites regulatórios não impõe exigência de melhoria abrupta de nível de qualidade que ocasionaria impacto elevado nos investimentos da distribuidora e está mais adequada à evolução da performance dos indicadores de continuidade do conjunto ao longo do tempo. Por último, o terceiro aspecto se trata do fato de o *benchmarking* ser um conjunto que possui complexidade operacional semelhante ao do conjunto em análise, garantido pela utilização do *driver* de área de densidade no método proposto.

Dadas as execuções dos dois métodos, foram calculadas as trajetórias de limites regulatórios do indicador DEC para horizonte de 8 anos. Os valores obtidos são mostrados na Tabela 21.

Diante dos valores calculados mostrados na Tabela 21, fica evidenciado que a

Tabela 21 – Trajetória de limites de V1 a V8 do indicador DEC, em horas, para o conjunto Caçador calculados segundo metodologia ANEEL e metodologia proposta.

Método	Limite V1	Limite V2	Limite V3	Limite V4
ANEEL	14	13	12	12
Proposto	15	14	14	13
Método	Limite V5	Limite V6	Limite V7	Limite V8
ANEEL	11	10	9	8
Proposto	13	12	12	11

Fonte: Autor.

trajetória calculada pelo modelo proposto atende à premissa de exigência de melhoria contínua ao longo do tempo, porém com menor intensidade do que a exigência imposta pela trajetória calculada pelo modelo aplicado pela ANEEL. Isso ocorre devido ao processo de comparação dentro do *cluster* formado apontar para outro *benchmarking* cuja classificação de densidade é a mesma do conjunto em análise e essa classificação apresenta habitualmente performance de qualidade numericamente mais elevadas. Assim, é possível fazer uma análise quanto à performance histórica do conjunto dentro dos cinco anos do quarto CRTP para observar a adequação desse histórico com os limites que seriam impostos em caso de adoção da metodologia proposta. A Tabela 22 mostra os valores calculados de limites calculados por ambas as metodologias e os valores apurados para o indicador DEC do conjunto Caçador entre os anos de 2017 e 2021.

Tabela 22 – Limites e Performance do indicador DEC, em horas, para o conjunto Caçador entre os anos de 2017 e 2021.

Ano	2017	2018	2019	2020	2021
Limite ANEEL	14	13	12	12	11
Limite Proposto	15	14	14	13	13
Performance Apurada	14,51	15,22	14,87	12,42	11,62

Fonte: Autor.

Quando se compara os valores dos limites calculados com a performance apurada do indicador DEC do conjunto Caçador aos correspondentes anos, nota-se um ganho com relação às violações de níveis de qualidade de fornecimento. Comparando-se a trajetória de indicadores apurados com os limites calculados pelo método aplicado pela ANEEL, o conjunto apresentou violação de nível de qualidade de fornecimento relacionado ao indicador DEC em todos os anos do quarto CRTP, o que pode ter

representado impactos na distribuidora dos pontos de vista financeiro e tarifário. Por outro lado, quando se compara a trajetória de indicadores apurados com os limites calculados pela metodologia proposta, o conjunto Caçador apresentaria violação apenas em dois anos do quarto CRTP, em 2018 e 2019, destacando-se ainda que a violação no ano de 2019 ocorreria em menos de uma hora. Isso evidencia que a metodologia proposta definiria limites de indicadores de continuidade DEC mais condizentes com a realidade operacional do conjunto Caçador, sem abrir mão da premissa básica exigida pelo regulador de melhoria contínua, direcionando a distribuidora para planejamentos de melhoria mais otimizados e assertivos.

4.1.2 Caso de Estudo 2: Áreas de densidade da distribuidora Celesc-Dis

O caso de estudo apresentado nessa subseção está relacionado aos limites médios dos indicadores de continuidade definidos para as áreas de densidade presentes na área de concessão da Celesc-Dis bem como às violações desses limites ocorridos ao longo do quarto CRTP.

A partir da definição de limites dos indicadores de continuidade dos conjuntos pertencentes a uma área de concessão, é possível se obter o limite global médio dessa área. Dado que na metodologia proposta classifica-se os conjuntos elétricos em *pré-clusters* de acordo com a densidade de mercado consumidor, torna-se possível a obtenção de limites médios de qualidade de fornecimento para cada nível de densidade dentro da área de concessão total da distribuidora. Assim, são apresentados os resultados obtidos a partir da aplicação da metodologia proposta para a definição dos limites desses indicadores para as áreas de densidade da distribuidora Celesc-Dis.

Uma vez calculados os limites dos indicadores de continuidade DEC e FEC dos conjuntos elétricos da Celesc-Dis de cada *pré-cluster* e conhecidos os valores apurados de performance dos mesmos indicadores no período do quarto CRTP analisou-se os ganhos de aplicação da metodologia proposta através da comparação entre as diferenças em termos médios ao longo do tempo das trajetórias de exigências calculadas por ambos métodos e das comparações com os desempenhos médios das áreas de densidade em cada ano. A Figura 35 mostra em gráficos os limites calculados e valores apurados dos indicadores DEC e FEC entre os anos de 2017 a 2021 para as áreas de baixa densidade, média densidade, alta densidade e densidade mista presente na área de concessão da distribuidora.

Dado que os conjuntos elétricos com predominância de áreas rurais normalmente apresentam desempenhos de qualidade de fornecimento piores que os conjuntos que atendem áreas urbanas, é de se esperar que os conjuntos elétricos do *pré-cluster* de baixa densidade apresentem os maiores valores de limites e calculados e performance apurada, enquanto que os de alta densidade devem apresentar resultados opostos, com valores de limites calculados e performance apurada mais

Figura 35 – Indicadores e Limites para Áreas de Baixa Densidade - Celesc-Dis.



Fonte: Autor.

baixos.

De fato, quando se observa os resultados ilustrados nos gráficos da Figura 35, nota-se que os valores obtidos estão de acordo com o comportamento esperado. As áreas de baixa densidade apresentaram valores maiores tanto de limites calculados,

quanto de performance apurada, do que as áreas de média densidade, que por sua vez, apresentaram valores maiores do que as áreas de alta densidade. As áreas de densidade mista, por apresentarem uma combinação entre diferentes faixas de densidade, apresentam valores médios entre média densidade e baixa densidade. Isso ocorre devido a habitualmente as áreas de baixa ou média densidade abrangerem maior parte da área global dentro de um conjunto elétrico. Assim, naturalmente por apresentar pior desempenho, na média, os valores globais de limites calculados e valores apurados são maiores.

Outro aspecto relevante observado a partir dos resultados obtidos é que quase a totalidade das trajetórias calculadas aplicando-se a metodologia proposta resultou em trajetórias ligeiramente mais exigentes do que as impostas por meio do método aplicado pela ANEEL, tanto para o indicador DEC, quanto para o indicador FEC. Diante disso, quando se compara as trajetórias calculadas com os valores apurados dos indicadores DEC e FEC das áreas de densidade no quarto CRTP, nota-se que haveria um aumento da quantidade de violações dos limites do indicador DEC em caso de aplicação dos resultados obtidos da metodologia proposta. Para as áreas de média densidade e densidade mista, no ano de 2021, a performance apurada do indicador DEC atendeu ao limite calculado e imposto pela metodologia aplicada pela ANEEL. Entretanto, observa-se que face aos valores calculados para esse mesmo ano pela método proposto, as performances apuradas violariam esses limites.

Desta forma, fica claro que a relevância desse aspecto se dá pelo fato de evidenciar que o modelo alternativo não busca uma flexibilização de níveis de exigência de qualidade, principalmente quando se trata de áreas operacionalmente mais complexas como as de baixa densidade. Pelo contrário, nota-se que a promoção de uma comparação mais justa entre os conjuntos para a determinação dos limites de qualidade de fornecimento tem como consequência uma elevação da exigência constante de melhoria dos indicadores médios de qualidade das áreas de densidade, respeitando-se as os desafios operacionais de cada área e aumentando a exigência das áreas que possuem melhores condições de operação da rede elétrica.

4.2 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O grande volume de informações processadas não permite uma exaustiva análise de todo universo estudado sem que o trabalho aqui apresentado se torne repetitivo e tedioso. Neste capítulo, buscou-se demonstrar o potencial do método apresentada sem, entretanto, esgotar as possibilidades de análise decorrente da sua utilização. Ainda assim, fica evidenciado os ganhos das análises sistematizadas ao abordar-se de uma expressiva base de dados.

Um aspecto que merece cuidado especial quando da aplicação da metodologia aqui proposta é a necessidade de uma estreita interação entre o órgão regulador e as

empresas distribuidoras. Esta interação é fundamental para que algumas deficiências decorrentes da qualidade dos dados informados e principalmente dos atributos utilizados sejam minimizadas e o processo de diálogo entre os agentes possa melhor ajustar a classificação definida pelo método proposto.

Assim, face a todo os resultados expostos nesse capítulo, resta claro que a aplicação da *pré-clusterização* trazida pelo método proposto, representa um ganho para o processo de definição de limites de indicadores de qualidade de fornecimento de energia elétrica a nível de conjuntos elétricos, de áreas de densidade e da área de concessão da distribuidora. A implementação do modelo contendo esse critério que promove um grau de justiça na comparação entre os diversos conjuntos espalhados pelo Brasil, tornou mais assertivo o processo de definição de limites de qualidade, impondo metas exequíveis para os conjuntos elétricos.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, apresenta-se uma síntese das conclusões obtidas, limitações do estudo, bem como sugestões para trabalhos futuros.

5.1 CONCLUSÕES

Este trabalho foi desenvolvido com o objetivo de propor uma metodologia alternativa que possa definir os limites de indicadores coletivos de continuidade de conjuntos elétricos das empresas distribuidoras de energia elétrica do Brasil. Em um primeiro estágio de desenvolvimento foi realizada a simulação da metodologia vigente aplicada atualmente pela ANEEL, como forma de validação do simulador desenvolvido. Em um segundo momento foram realizados estudos de densidade de áreas de mercado dentro dos conjuntos elétricos das distribuidoras do Brasil. Essa investigação foi realizada de forma estruturada a partir de base de dados da ANEEL, como as BDGDs das empresas distribuidoras, e de órgãos governamentais, como os setores censitários e áreas urbanas do IBGE, e utilizada como *driver* para a obtenção da classificação dos conjuntos elétricos das distribuidoras de acordo com as áreas de densidade atendidas por cada subestação. Obtida essa classificação segundo áreas de densidade de todos os conjuntos elétricos das distribuidoras brasileiras, foram montados os *pré-clusters* de áreas de densidade que são utilizados para formação dos *clusters* de comparação mais justa de desempenho histórico dos indicadores de qualidade de fornecimento e definição dos *benchmarking* de referência para os conjuntos analisados.

Em um terceiro momento do desenvolvimento deste trabalho, considerando a base de dados dos conjuntos elétricos já classificada e os *pré-clusters* já montados, foi desenvolvido algoritmo de formação dos *clusters* comparativos, obtenção dos conjuntos *benchmarking* e cálculo das trajetórias de limites dos indicadores de qualidade de fornecimento de energia elétrica para o ciclo tarifário de uma distribuidora. Utilizando este algoritmo para definição dos limites regulatórios, foi obtido um resultado satisfatório, que enseja estudos mais aprofundados sobre a aplicação do atributo de densidade de mercado consumidor para a avaliação de desempenho dos níveis de qualidade do serviço dos conjuntos elétricos e das áreas de concessão das distribuidoras do Brasil. Observou-se que, apesar de, os ganhos tenham sido sensíveis para os conjuntos elétricos, representam situações onde os limites de qualidade a definidos para horizontes de até 8 anos necessitam ser estabelecidos por meio de uma comparação justa que leve em consideração as complexidades operacionais do conjunto, bem como os desafios impostos pela área geográfica de atendimento do mercado.

Diante do exposto, conclui-se que este trabalho encontrou indícios de que a inserção de uma *pré-clusterização* na metodologia de definição dos limites dos indicadores de continuidade globais podem agregar um critério de justiça no processo de

comparação de desempenhos dos conjuntos elétricos e estabelecimento do *benchmarking* a ser buscado através da melhoria contínua de performance de qualidade de fornecimento. Além disto, pode-se inferir, com os resultados obtidos, que os ganhos da metodologia não buscam simplesmente uma flexibilização de exigência de níveis de qualidade a nível global, mas sim levar em consideração as dificuldades operacionais decorrentes área geográfica de cada conjunto assim como as condições de operação da rede elétrica de distribuição.

5.2 SUGESTÕES DE TRABALHO FUTURO

Os resultados encontrados neste trabalho são promissores e indicam caminhos para aprofundamento em trabalhos futuros. Em particular, neste estudo, foram encontrados indícios concretos de que a utilização do *driver* de densidade de mercado consumidor dos conjuntos elétricos tem potencial de tornar o processo de definição dos limites de qualidade de fornecimento mais justo.

Um ponto relevante como sugestão de trabalho futuro reside no fato de que o processo de definição dos limites desses indicadores atualmente é um método complexo e que não leva em consideração as complexidades operacionais das áreas de atuação dos conjuntos elétricos das distribuidoras. Dessa forma, é de interesse investigar como uma inclusão de novas informações relativas à área de concessão das distribuidoras impactariam nesse processo. É possível que novas informações utilizando a BDGD das distribuidoras e base de dados de áreas urbanas do IBGE ou outras entidades governamentais apresentem informações agregadas que impactem diretamente na gestão operacional dos conjuntos elétricos e, conseqüentemente, na avaliação da performance de qualidade de fornecimento. Outra questão que pode ser explorada em trabalhos futuros é a generalização do estudo feito para todas as distribuidoras do Brasil de modo que seja possível a definição de limites regulatórios mais justos para todas as concessionárias.

REFERÊNCIAS

ANEEL. **Anexo da Nota Técnica nº 0028/2010-SRD/ANEEL**. [S.l.]: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2010.

ANEEL. **Anexo da Nota Técnica nº 0064/2009-SRD/ANEEL - Revisão da regulamentação sobre a Continuidade do Fornecimento de Energia Elétrica**. [S.l.]: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2009.

ANEEL. **Anexo da Nota Técnica nº 0069/2018-SRD/ANEEL - Revisão da regulamentação sobre a continuidade do fornecimento de Energia Elétrica**. [S.l.]: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2018.

ANEEL. **Hub de Relatórios de Distribuição**. [S.l.], 2024. Disponível em:
<https://portalrelatorios.aneel.gov.br/hubDistribuicao#>.

ANEEL. **Mapa das Distribuidoras**. [S.l.], 2023a. Disponível em:
<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/distribuicao>.

ANEEL. **Nota Técnica nº 0021/2011-SRD/ANEEL**. [S.l.: s.n.], 2011.

ANEEL. **Nota Técnica nº 0059/2014-SRD/ANEEL**. [S.l.: s.n.], 2014a.

ANEEL. **Nota Técnica nº 0102/2014-SRD/ANEEL**. [S.l.: s.n.], 2014b.

ANEEL. **Nota Técnica nº 0136/2021-SRD/ANEEL - Avaliar aprimoramento na regulamentação de estabelecimento de limites de continuidade do fornecimento de energia elétrica**. [S.l.]: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2021a.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST**. [S.l.]: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2021b.

ANEEL. **Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET**. [S.l.]: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2022.

ANEEL. **Regulação técnica e econômica do segmento de distribuição de energia elétrica**. [S.l.: s.n.], 2023b. Disponível em:
<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/distribuicao/regulacao>.

ANEEL. **Resolução Autorizativa nº 10.397/2021**. [S.l.]: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2021c. Disponível em:

<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/rea202110397ti.pdf>.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 024/2000**. [S.l.]: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2000.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 925, de 16 de março 2021**. [S.l.]: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2021d.

ARMSTRONG, M.; SAPPINGTON, D. Chapter 27 Recent Developments in the Theory of Regulation. *In*: ARMSTRONG, M.; PORTER, R. (Ed.). [S.l.]: Elsevier, 2007. v. 3. (Handbook of Industrial Organization). P. 1557–1700. DOI:

[https://doi.org/10.1016/S1573-448X\(06\)03027-5](https://doi.org/10.1016/S1573-448X(06)03027-5). Disponível em:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1573448X06030275>.

BICHPURIYA, Y.K.; NAVALKAR, P.V.; SOMAN, S.A. Benchmarking of reliability indices for electricity distribution utilities: approach and discussion. *In*. DOI:

10.1049/cp.2011.0508. Disponível em: [https://digital-](https://digital-library.theiet.org/content/conferences/10.1049/cp.2011.0508)

[library.theiet.org/content/conferences/10.1049/cp.2011.0508](https://digital-library.theiet.org/content/conferences/10.1049/cp.2011.0508).

CEER. **7TH CEER-ECRB BENCHMARKING REPORT ON THE QUALITY OF ELECTRICITY AND GAS SUPPLY**. [S.l.], 2022.

CELESC. **Celesc: Soluções em Energia**. [S.l.]: Celesc Distribuição S/A, 2023a.

Disponível em: <https://solucoesemenergia.celesc.com.br/>.

CELESC. **Contribuição Consulta Pública nº 026/2021 - Indicadores de Continuidade 2022 a 2026**. [S.l.], 2021. Disponível em:

[https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-](https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=44120&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp)

[publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=](https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=44120&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp)

[cacheLevelPage&p_p_col_id=column-](https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=44120&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp)

[2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_](https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=44120&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp)

[participacaopublicaportlet_ideDocumento=44120&_participacaopublica_WAR_](https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=44120&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp)

[participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_](https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=44120&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp)

[participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp](https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=44120&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp).

CELESC. **Estrutura organizacional da Celesc**. [S.l.]: Celesc Distribuição S/A, 2023b. Disponível em: <https://www.celesc.com.br/home/empresas-do-grupo>.

CEPED. **Relatório de danos materiais e prejuízos decorrentes de desastres naturais no Brasil : 1995 – 2019**. 2. ed. [S.l.], 2020. Disponível em: https://ftp.ceped.ufsc.br/danos_e_prejuizos_versao_em_revisao.pdf.

COSTA, Marcelo Azevedo; LOPES, Ana Lúcia Miranda; PINHO MATOS, Giordano Bruno Braz de. Statistical evaluation of Data Envelopment Analysis versus COLS Cobb–Douglas benchmarking models for the 2011 Brazilian tariff revision. **Socio-Economic Planning Sciences**, Pergamon, v. 49, 2015. ISSN 0038-0121. DOI: 10.1016/J.SEPS.2014.11.001.

COSTA, Marcelo Azevedo; LOPES-AHN, Ana Lúcia; CARVALHO KILGER, Alexander de; MICAS, Artur Fontenelle. Limitations of weight restrictions in data envelopment analysis for benchmarking Brazilian electricity distribution system operators. **Utilities Policy**, Pergamon, v. 82, 2023. ISSN 0957-1787. DOI: 10.1016/J.JUP.2023.101540.

DELAVECHIA, R.; WEIAND, R.; SILVEIRA, L.; FERRAZ, B.; RAMOS, M.; BERNARDON, D.; SANTOS, L.; GARCIA, R. Análise de sensibilidade estatística dos atributos físico-elétricos no cálculo dos indicadores de continuidade de sistemas de distribuição. *In*: IX Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE 2022). [S.l.]: Sociedade Brasileira de Automatica, 2022. P. 1075–1082. DOI: 10.20906/sbse.v2i1.3023.

DELGADO, M.; HAGE, F. **Regulação Técnica e Econômica em Monopólios Naturais - Reflexões conceituais e metodológicas no setor de distribuição de energia elétrica**. [S.l.]: Synergia Editora, 2015. ISBN 978-85-68483-07-7.

ESRI. **ArcGIS Desktop: Release 10**. [S.l.: s.n.], 2011. Disponível em: <https://www.esri.com/en-us/arcgis/products/arcgis-enterprise/overview>.

FENRICK, S.; GETACHEW, L. Cost and reliability comparisons of underground and overhead power lines. **Utilities Policy**, Pergamon, v. 20, p. 31–37, 1 2012. ISSN 0957-1787. DOI: 10.1016/J.JUP.2011.10.002.

GIANNAKIS, Dimitrios; JAMASB, Tooraj; POLLITT, Michael. Benchmarking and incentive regulation of quality of service: an application to the UK electricity distribution

networks. **Energy Policy**, Elsevier, v. 33, p. 2256–2271, 17 2005. ISSN 0301-4215. DOI: 10.1016/J.ENPOL.2004.04.021.

GUJARATI, D.N.; PORTER, D.C. **Basic Econometrics**. [S.l.]: McGraw-Hill Irwin, 2009. (Economics series). ISBN 9780071276252. Disponível em: <https://books.google.com.br/books?id=6l1CPgAACAAJ>.

IEEE. **IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices**. [S.l.]: IEEE Power & Energy Society, 2012. ISBN 978-0-7381-7381-8.

JAMASB, T.; POLLITT, M. Benchmarking and regulation: international electricity experience. **Utilities Policy**, Pergamon, v. 9, p. 107–130, 3 set. 2000. ISSN 0957-1787. DOI: 10.1016/S0957-1787(01)00010-8.

KAGAN, N.; BARIONI, C.; ROBBA, E. J. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. [S.l.]: Edgard Blucher, 2005. ISBN 85-212-0355-1.

KAGAN, N.; ROBBA, E. J.; SCHMIDT, H. **Estimação de indicadores de qualidade de energia elétrica**. [S.l.]: Edgard Blucher, 2009. ISBN 978-85-212-0487-9.

LITTLECHILD, S. **Regulation of British Telecommunications' Profitability: Report to the Secretary of State, February 1983**. [S.l.]: Department of Industry, 1983. Disponível em: <https://books.google.com.br/books?id=BMI5PAAACAAJ>.

MARTINS, Lucas. **Mapa do Relevo de Santa Catarina**. [S.l.], 2023. Disponível em: <https://www.infoescola.com/mapas/mapa-do-relevo-de-santa-catarina/>.

MIHAI, Catalin; HELEREA, Elena. Reliability and Continuity Indicators Estimation in System of Electrical Power Supply to the Consumer. *In*: p. 1–6. DOI: 10.1109/MPS.2019.8759659.

NETO, Nelson Knak. **Sistema multivariável para avaliação de desempenho e estabelecimento de limites de continuidade de fornecimento de energia utilizando a lógica fuzzy**. 2012. Diss. (Mestrado) – Universidade Federal de Santa Maria.

PÉREZ, Jenny Paola González. **Propostas de procedimentos para estabelecimento de metas de qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica**. 2012. Diss. (Mestrado) – Universidade de São Paulo.

PÉREZ, Jenny Paola González. **Qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica: indicadores, limites, compensações e incentivos regulatórios**. 2017. Universidade de São Paulo.

PESSANHA, José Francisco Moreira. **Um Modelo de Análise Envoltória de Dados para Estabelecimento das Metas de Continuidade do Fornecimento de Energia Elétrica**. 2006. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

PRETTICO, G.; MARINOPOULOS, A.; VITIELLO, S. Guiding electricity distribution system investments to improve service quality: A European study. **Utilities Policy**, Pergamon, v. 77, p. 101381, 2022. ISSN 0957-1787. DOI: 10.1016/J.JUP.2022.101381.

SHVEDOVA, Valentina. Application of Benchmarking in Electric Power Distribution Tariff-Setting. *In*: p. 1–4. DOI: 10.1109/REEPE49198.2020.9059141. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9059141>.

SILVEIRA, Cristiano.; SACCHI, Gustavo.; UEHARA, Alden.; BARIONI, Carlos.; DUTRA, Maurício.; CASTELLO BRANCO, Jyvago.; SOUZA, Thiago.; VOLKMER, Felipe. Nova definição de conjuntos de unidades consumidoras no âmbito da qualidade do fornecimento de energia elétrica no Brasil. *In*: XV Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica (CBQEE 2023). [S.l.]: Sociedade Brasileira de Qualidade da Energia Elétrica, 2023a.

SILVEIRA, Cristiano.; SACCHI, Gustavo.; UEHARA, Alden.; BARIONI, Carlos.; DUTRA, Maurício.; TERCEIRO, Jyvago.; SOUZA, Thiago. Proposal for improvement of the supply continuity regulation in Brazil. *In*: 27TH International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2023). [S.l.]: International Conference on Electricity Distribution, 2023b. P. 2378–2381. DOI: 10.1049/icp.2023.1242.

SPERANDIO, Maurício. **Classificação de conjuntos consumidores de energia elétrica via mapas auto-organizáveis e estatística multivariada**. 2004. Diss. (Mestrado) – Universidade Federal de Santa Catarina.

TANURE, José Eduardo Pinheiro Santos. **Análise comparativa de empresas de distribuição para o estabelecimento de metas de desempenho para indicadores de continuidade do serviço de distribuição**. 2000. Diss. (Mestrado) – Escola Federal de Engenharia de Itajubá.

TANURE, José Eduardo Pinheiro Santos; TAHAN, Carlos Márcio Vieira; LIMA, J. W. Marangon. Establishing quality performance of distribution companies based on yardstick regulation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 21, p. 1148–1153, 3 2006. DOI: 10.1109/TPWRS.2006.879283.

THIMOTEO, L.; BORGES, T.; VELLASCO, M.; TANSCHKEIT, R. Clusterização Fuzzy Otimizada para Estabelecimento de Limites Coletivos dos Indicadores de Continuidade. *In*. DOI: 10.48011/sbse.v1i1.2444.

VISCUSI, W.; HARRINGTON JR., J.; VERNOM, J. **Economics of Regulation and Antitrust**. [S.l.]: The MIT Press, 2018. ISBN 9780262038065.

WEISMAN, D.; SAPPINGTON, D. Price cap regulation: what have we learned from 25 years of experience in the telecommunications industry? **Journal of Regulatory Economics**, v. 28, p. 227–257, 3 2010. DOI: 10.1007/s11149-010-9133-0.