

TARIC MAGALHÃES SALDANHA

**METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DA
EFICIÊNCIA DO INDICADOR DE DEC
PROGRAMADO NO SISTEMA DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

São Leopoldo

2023

TARIC MAGALHÃES SALDANHA

**METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DA EFICIÊNCIA
DO INDICADOR DE DEC PROGRAMADO NO
SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica da Universidade do Rio dos Sinos - UNISINOS.

UNIVERSIDADE DO VALE DO RIO DOS SINOS - UNISINOS
UNIDADE ACADÊMICA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
NÍVEL MESTRADO PROFISSIONAL

Orientador: Prof. Dr. Paulo Ricardo da Silva Pereira

Coorientador: Rodrigo Marques de Figueiredo

São Leopoldo

2023

S162m Saldanha, Taric Magalhães.
Metodologia para avaliação da eficiência do indicador de DEC Programado no sistema de distribuição de energia elétrica / Taric Magalhães Saldanha. – 2023.
109 f. : il. ; 30 cm.

Dissertação (mestrado) – Universidade do Vale do Rio dos Sinos, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2023.

“Orientador: Prof. Dr. Paulo Ricardo da Silva Pereira
Coorientador: Rodrigo Marques de Figueiredo.”

1. DEC Programado. 2. Indicadores. 3. Eficiência. 4. Rede de distribuição – Planejamento. 5. Energia elétrica – Distribuição. 6. Investimentos. I. Título.

CDU 621.3

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
(Bibliotecária: Amanda Schuster – CRB 10/2517)

TARIC MAGALHÃES SALDANHA

METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DA EFICIÊNCIA DO INDICADOR DE DEC PROGRAMADO NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica da Universidade do Rio dos Sinos - UNISINOS.

Trabalho aprovado. São Leopoldo, 24 de abril de 2023:

Prof. Dr. Enoque Dutra Garcia

Prof. Dr. Maicon Coelho Evaldt

Prof. Dr. Lucio Renê Prade

**Prof. Dr. Paulo Ricardo da Silva
Pereira**

São Leopoldo
2023

AGRADECIMENTOS

É melhor andar mancando dentro do caminho do que avançar a passos largos fora dele. Pois quem manca no caminho, embora avance devagar, aproxima-se da meta, enquanto quem corre fora do caminho de distancia cada vez mais da meta, Santo Agostinho.

Todo esforço, dedicação, brio, garra superação e inspiração são frutos da gratidão que tenho pela minha família: Patricia, Lucas e João Paulo.

Obrigado a RGE, a Unisinos, a meu orientador. Especial agradecimento ao Diogo que foi sempre um grande amigo e parceiro nesta incrível jornada.

Agradeço também ao grupo CPFL pelo apoio técnico e financeiro, através do projeto de Pesquisa e Desenvolvimento PD-00396-3057/2019 - "PA3057 - Metodologia de Planejamento de Projetos de Redes de Distribuição Otimizando o DEC Programado com a Aplicação de Inteligência Artificial" com recursos do programa de P&D ANEEL.

RESUMO

O desenvolvimento econômico, social e sustentável de qualquer região do mundo passa pelo modelo de se ter energia suficiente e confiável a um preço adequado a realidade local. Neste contexto a distribuição de energia elétrica tem papel chave e deve garantir aos clientes preço justo, qualidade no serviço e a qualidade da energia fornecida. Neste aspecto a prestação de serviço pode ser avaliada através da análise de indicadores que demonstrem a evolução dos próprios resultados, a comparação com as metas ou referências regulatórias estabelecidas ou ainda o modo comparativo com empresas do mesmo setor de produção, região, tamanho ou outra característica específica que se deseja comparar. Para o modelo de distribuição de energia elétrica, no qual os órgãos reguladores estabelecem padrões de qualidade mais elevados a cada ano, o investimento na melhoria das redes é determinante que seja realizado cada vez com mais eficiência, ou seja, as obras devem ser as melhores possíveis e sua execução devem causar o mínimo impacto possível nos indicadores técnicos e na percepção dos clientes. Em um cenário de necessidade constante de investimentos na rede de distribuição a otimização da parcela de interrupções programadas se torna fator fundamental para determinar o máximo investimento com o menor impacto, de tal modo que o indicador total percebido pelo cliente tenha uma trajetória de redução ao longo do tempo. O presente estudo desenvolve uma metodologia de análise e definição dos atributos que cada sistema de distribuição de energia elétrica tem em específico e como cada unidade de negócio é impactada pelas características locais em relação e eficiência do indicador DEC Programado durante o processo de execução de obras para a melhoria, expansão e manutenção do sistema. A aplicação e utilização da base de dados consistente permite ao modelo dar segurança na sua aplicação e utilização. Deste modo o trabalho propõe uma metodologia de avaliação e construção de um ranking de performance capaz de ser utilizado em outras empresas de distribuição de energia elétrica, contribuído para novos estudos e avaliação sobre a eficiência de cada empresa respeitando suas características e atributos particulares de cada operação.

Palavras-chave: DEC Programado, Indicador, Eficiência, Planejamento de Rede de Distribuição, Distribuição de energia elétrica, Investimento.

ABSTRACT

The economic, social, and sustainable development of any region in the world relies on having sufficient and reliable energy at an appropriate price for the local reality. In this context, the distribution of electric power plays a key role and should ensure fair prices, service quality, and the quality of the supplied energy. In this regard, service provision can be evaluated through the analysis of indicators that demonstrate the evolution of the results themselves, the comparison with established regulatory targets or benchmarks, or even the comparative mode with companies in the same production sector, region, size, or other specific characteristic that is desired to be compared. For the electric power distribution model, in which regulatory bodies establish increasingly higher quality standards each year, investment in network improvement is crucial to be carried out with greater efficiency. In other words, the works must be the best possible and their execution should cause minimal impact on technical indicators and customer perception. In a scenario of constant need for investments in the distribution network, the optimization of the scheduled interruption component becomes a fundamental factor in determining the maximum investment with the lowest impact, so that the overall indicator perceived by the customer follows a downward trajectory over time. This study develops a methodology for analyzing and defining the attributes that each electric power distribution system has specifically and how each business unit is impacted by local characteristics in relation to the efficiency of the Planned Energy Interruption Duration (DEC Programmed) indicator during the process of executing works for system improvement, expansion, and maintenance. The application and utilization of a consistent database allow the model to provide reliability in its application and usage. Thus, the work proposes an evaluation methodology and the construction of a performance ranking that can be used in other electric power distribution companies, contributing to new studies and assessments of the efficiency of each company while respecting their specific characteristics and attributes of each operation.

Keywords: Programed SAIDI, Indicator, Efficiency, Distribution Network Planning, Electrical Power Distribution, Investment.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Energia Fornecida 2021 - Comparativo Internacional	20
Figura 2 – DEC Distribuição Comparativo Internacional	20
Figura 3 – Pesquisa de Resoluções	25
Figura 4 – Descrição PRODIST	26
Figura 5 – Fluxo de Apuração dos Indicadores	29
Figura 6 – Comparativo Impacto DEC	32
Figura 7 – Histórico das Compensações	33
Figura 8 – Comparativo DEC Apurado e DEC Limite (Brasil)	34
Figura 9 – Evolução do DEC Programado na RGE Sul	35
Figura 10 – Exemplo de Projeto Elétrico e Execução na Rede de Distribuição	36
Figura 11 – Exemplo de execução em campo de obra na rede de distribuição	37
Figura 12 – Dados Mestre de Obras	39
Figura 13 – Fluxo de decisão multicritério	41
Figura 14 – Fluxo da Metodologia	52
Figura 15 – Método de Caracterização de Unidade de Negócio	54
Figura 16 – Dispersão Geográfica das Unidades de Negócio	55
Figura 17 – Detalhamento do Método de Análise de Atributos	56
Figura 18 – Investimentos no Sistema de Distribuição	70
Figura 19 – Histórico DEC Programado no Estado do Rio Grande do Sul	72
Figura 20 – Histórico DEC Programado em cada UN (RS)	73
Figura 21 – Fluxo para o Ranking de Eficiência	76
Figura 22 – Investimento x DEC Programado	87
Figura 23 – Comparativo DEC Limite ANEEL x DEC Programado	97
Figura 24 – Contribuição ANEEL	98
Figura 25 – Limites estabelecidos pela ANEEL para a continuidade do fornecimento	105
Figura 26 – Comparativo DEC Limite ANEEL x DEC Programado	106
Figura 27 – Fatos geradores de interrupção padronizados pela ANEEL	108
Figura 28 – Detalhamento da abertura dos indicadores de continuidade	109
Figura 29 – Base de dados Unidades de Negócio (UN)	111

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Classificação de causa, tipo e origem das interrupções	30
Tabela 2 – String Inicial de Busca Multicritério	42
Tabela 3 – Inclusão do Indicador de Continuidade e Restrição Temporal	42
Tabela 4 – Ferramentas Seleccionadas para Análise	42
Tabela 5 – String Refinada com a Inclusão AHP	43
Tabela 6 – String com Inclusão do termo Reliability	44
Tabela 7 – Detalhamento do Resultado da Busca	44
Tabela 8 – Trabalhos relacionados ao DEC e otimização.	46
Tabela 9 – String Proposta para Pesquisa Sistemática	46
Tabela 10 – Artigos Seleccionados	47
Tabela 11 – Atributos da Topologia de Rede	57
Tabela 12 – Atributos de Eventos e Clientes	58
Tabela 13 – Comparação de atributos e suas relações	59
Tabela 14 – Relação de Atributos Seleccionados para Comparação	60
Tabela 15 – Critérios Seleccionados no Método	64
Tabela 16 – Escala de Importância do Método AHP	65
Tabela 17 – Matriz de Comparação dos Critérios	66
Tabela 18 – Matriz de julgamento dos critérios	66
Tabela 19 – Critérios Utilizados para a Comparação Paritéria]	67
Tabela 20 – Matriz Normalizada	67
Tabela 21 – Pesos dos Critérios	67
Tabela 22 – Pesos dos Critérios	68
Tabela 23 – Pesos dos Critérios	68
Tabela 24 – Valores de IR de acordo com a ordem da Matriz de Julgamentos	69
Tabela 25 – Verificação da Razão de Consistência	69
Tabela 26 – Relação dos Pesos Entre os Critérios Estudados	69
Tabela 27 – Atributos de investimento e indicadores	71
Tabela 28 – Grupos de eficiência por região	76
Tabela 29 – Taxa dos atributos em cada UN	77
Tabela 29 – Taxa dos atributos em cada UN	78
Tabela 29 – Taxa dos atributos em cada UN	79
Tabela 30 – Pesos de cada atributo em cada UN	79
Tabela 31 – Clusterização dos Pesos de cada atributo	82
Tabela 32 – Dados utilizados na metodologia	85
Tabela 33 – Relação Investimento por DEC Programado	88
Tabela 34 – Apuração do Investimento Normalizado	91

Tabela 35 – Ranking de eficiência do Investimento x DEC Programado	93
Tabela 36 – Comparativo DEC Limite ANEEL x DEC Programado	96

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT Associação Brasileira de Normas Técnicas

AHP Analytic Hierarchy Process

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica

CCEE Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CHI Cliente Hora Interrompido

DEC Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

DIC Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora

FEC Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

FIC Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora

MME Ministério de Minas e Energia

SEB Sistema Elétrico Brasileiro

ONS Operadora Nacional do Sistema Elétrico

UN Unidade de Negócio

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	19
1.1	Justificativa	21
1.2	Objetivos	21
2	REFERENCIAL TEÓRICO	23
2.1	O setor elétrico brasileiro e a regulação técnica	23
2.2	Apuração de indicadores de Continuidade no Sistema de Distribuição de Energia Elétrica	26
2.3	Considerações sobre o indicador de continuidade (DEC)	33
2.4	Tomada de Decisão Multicritério	40
3	PESQUISA SISTÊMICA	45
4	METODOLOGIA	51
4.1	DEFINIÇÃO DE UNIDADE DE NEGÓCIO (UN)	53
4.1.1	Atributos de Tipologia de Rede	56
4.1.2	Atributos de Eventos Clientes	57
4.1.3	RELAÇÃO ENTRE ATRIBUTOS DAS UNIDADES DE NEGÓCIO	58
4.1.4	TAXA DE POSTES DE MADEIRA	61
4.1.5	TAXA DE CLIENTES POR TRAFÓ	61
4.1.6	TAXA TRAFÓ POR CLIENTES	62
4.1.7	TAXA DE AM POR KM DE REDE	62
4.1.8	TAXA DE INTERRUPÇÕES POR KM DE REDE	62
4.1.9	TAXA DE CLIENTES POR CONJUNTO ELÉTRICO	63
4.1.10	TAXA DE CLIENTES POR KM DE REDE	63
4.1.11	APURAÇÃO DA RELAÇÃO DE PESOS E ATRIBUTOS	63
4.2	Investimento Planejado	70
4.3	Impacto no DEC Programado	72
5	ANÁLISE DA EFICIÊNCIA OPERACIONAL	75
5.1	IMPACTO DOS ATRIBUTOS DAS UN	77
5.1.1	Cálculo do Impacto por UN	77
5.1.2	APURAÇÃO DOS INDICADORES UTILIZADOS	83
5.1.3	AVALIAÇÃO DO INVESTIMENTO EM RELAÇÃO AO DEC PROGRAMADO	88
5.1.4	INVESTIMENTO NORMALIZADO	89
5.1.5	INVESTIMENTO NORMALIZADO	90

5.1.6	Ranking de Eficiência	92
6	CONCLUSÃO	95
	REFERÊNCIAS	99
	ANEXOS	103
	ANEXO A – LIMITES ANEEL	105
	ANEXO B – GERADORES DE INTERRUPÇÃO	107
	ANEXO C – INDICADORES DE CONTINUIDADE	109
	ANEXO D – BASE DE DADOS UN	111

1 INTRODUÇÃO

A distribuição de energia elétrica tem papel chave no desenvolvimento econômico de uma cidade, estado e país. Para o cliente da distribuidora, seja ele da classe residencial, comercial, autarquias ou industrial o serviço de distribuição de energia elétrica é avaliado sob diversos aspectos: Relacionamento, qualidade do serviço, imagem da empresa, credibilidade, reputação, continuidade, frequência das interrupções, qualidade da energia (níveis de tensão), custo da energia, entre outros. Estes aspectos remetem para um sistema que apresente uma adequada confiabilidade no serviço prestado.

Segundo (CASSULA; SILVA; SACRAMENTO, 2003) nas últimas décadas, diversas técnicas têm sido utilizadas para o cálculo e a análise de índices de confiabilidade em sistemas de distribuição de energia elétrica, sendo os principais índices usados na análise da confiabilidade a taxa de falha e tempo de reparo. Estes índices fornecem informações na análise preditiva dos sistemas que permite prever variações no desempenho do sistema quando mudanças na topologia ou esquemas de operação são realizados. A análise preditiva de sistemas de distribuição pode também ser estendida para realizar previsões ou estimativas dos índices de continuidade e frequência das interrupções que normalmente são utilizadas no planejamento da expansão e manutenção dos sistemas de distribuição.

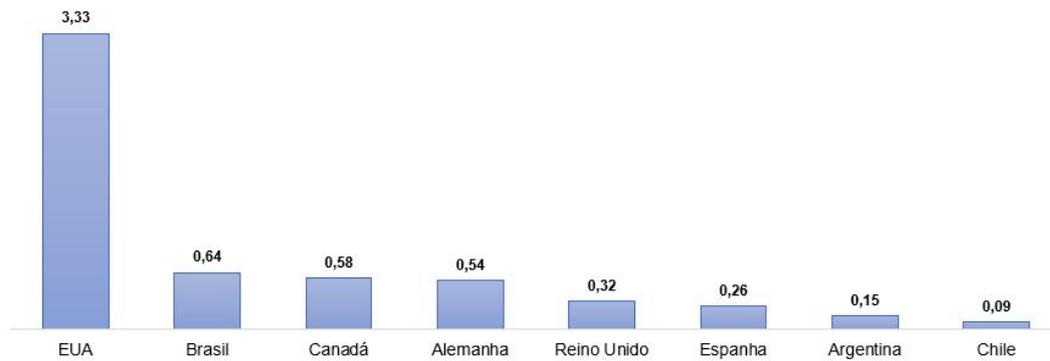
Um modo usual pelo qual uma prestação de serviço pode ser avaliada é através da análise de indicadores que demonstrem a evolução dos próprios resultados, a comparação com as metas ou referências regulatórias estabelecidas ou ainda o modo comparativo com empresas do mesmo setor de atuação, região, tamanho ou outra característica específica que se deseja comparar.

Ao realizar um comparativo do Brasil com alguns países de representatividade no cenário global, observa-se que no quesito energia fornecida (GWh) é possível dimensionar o quanto o Brasil se torna relevante no cenário mundial neste quesito, principalmente se for considerado que o fornecimento de energia faz parte da estratégia de desenvolvimento, sustentabilidade e crescimento a longo prazo de uma nação. Neste cenário pode-se considerar que é uma vantagem competitiva relevante, ao ponto de atrair muitas pesquisas e estudos neste campo.

É importante ressaltar que com exceção dos EUA, o Brasil ocupa uma posição de destaque, estando a frente de países como Canadá, Alemanha, Reino Unido e Espanha por exemplo no cenário europeu e muito a frente dos demais países da América Latina. A seguir, na figura 1 é possível comparar as grandezas na energia fornecida em alguns países.

O destaque do Brasil no fornecimento de energia precisa ser avaliado também sobre o aspecto da qualidade deste fornecimento a seus clientes, motivo pelo qual é fundamental

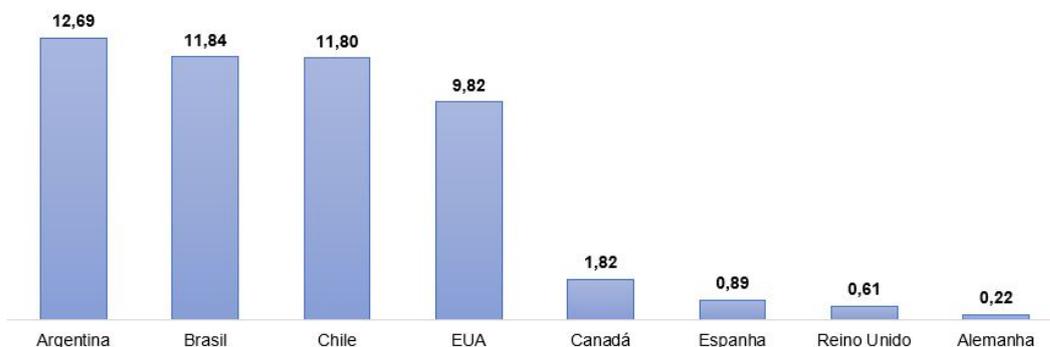
Figura 1 – Energia Fornecida 2021 - MM GWh



Fonte: Adaptado de (CEER, 2021)

buscar uma referência com relação aos mesmos países utilizados no quesito de fornecimento de energia elétrica. Ao avaliar a qualidade de fornecimento pode-se comparar o tempo médio no qual os clientes ficam sem o respectivo fornecimento no período de um ano, o qual neste comparativo foi medido em horas para colocar na mesma base referencial, embora países com a Alemanha por estarem em patamares muito elevados de qualidade realizem a medição em minutos. Sob a comparação da qualidade do fornecimento o Brasil se posiciona em um cenário de relativa igualdade em relação a Argentina e Chile e mais próximo dos EUA, contudo ao comparar com a realidade de países da Europa a diferença é enorme, na qual a qualidade da energia fornecida nestes países direciona que para a realidade brasileira se faz necessário um volume significativo de investimentos por um longo período. A figura 2 representa o comparativo do indicador de continuidade DEC nestes países.

Figura 2 – DEC Distribuição - horas



Fonte: Adaptado de (CEER, 2021)

Portanto em um modelo de distribuição de energia elétrica regulamentado por um contrato de concessão no qual os órgãos reguladores estabelecem padrões de qualidade mais elevados a cada ano, o investimento na melhoria das redes e a eficiência de operação

se configuram como pilares fundamentais para a melhoria contínua. O desafio de realizar os investimentos de forma mais eficiente, com menor impacto aos clientes e como maior retorno técnico e financeiro se configuram como caminho inevitável a ser perseguido por todas as distribuidoras de energia que desejam melhorar seu serviço prestado, ter maior confiabilidade e garantir a sustentabilidade da sua operação.

1.1 Justificativa

Como a energia elétrica é um produto essencial para a humanidade, cabe às distribuidoras detentoras da concessão ou permissionárias a responsabilidade de garantir a estabilidade no fornecimento e a continuidade do serviço a um preço definido dentro das regras regulatórias estabelecidas pela ANEEL. Essas empresas precisam buscar constantemente melhorar sua eficiência operacional e atender cada vez melhor os clientes, que se tornam mais exigentes e dependentes desse serviço à medida que a tecnologia avança. Diante desse cenário, o investimento na melhoria, manutenção e expansão do sistema de distribuição torna-se inevitável para garantir a sustentabilidade do sistema e do negócio.

O trabalho propõe analisar os aspectos envolvidos na execução de obras em diversas regiões, com características elétricas e geográficas distintas, e desenvolver uma metodologia que possibilite a comparação da eficiência na execução dos investimentos no sistema de distribuição. O objetivo é que os indicadores de continuidade do fornecimento apresentem uma melhoria constante.

Uma abordagem sobre o indicador de interrupção de energia programada no sistema é fundamental para que a execução das obras proporcione um melhor serviço aos clientes. Além disso, essa abordagem permite que as distribuidoras otimizem seus investimentos em comparação com o período em que as interrupções programadas afetam os clientes. Dessa forma, as intervenções programadas devem ter como objetivo causar o mínimo impacto possível no fornecimento de energia de um sistema de distribuição.

1.2 Objetivos

O presente trabalho tem como objetivo geral desenvolver uma metodologia de análise dos critérios técnicos e dos atributos do sistema de distribuição que impactam o indicador de DEC Programado em relação ao respectivo investimento realizado. A metodologia desenvolvida busca estabelecer as relações entre as características elétricas da rede de distribuição e o tipo de investimento a ser realizado, a fim de eficientemente comparar se o indicador DEC Programado está sendo alcançado de forma a minimizar o impacto nos clientes e melhorar a eficiência das empresas prestadoras do serviço de distribuição de energia elétrica.

Para alcançar plenamente esse objetivo, destacam-se os seguintes objetivos específicos que são pilares importantes da metodologia:

1. Identificar os principais atributos que influenciam o indicador DEC Programado;
2. Definir método multicritério de comparação entre as diversas unidades de negócio e seus atributos;
3. Avaliar a eficiência comparativa entre as unidades de negócio com diferentes atributos de rede;
4. Desenvolver ranking de eficiência do DEC Programado, otimizando o investimento na rede de distribuição de acordo com seus atributos e unidades de negócio;
5. Propor ao órgão regulador um incentivo de investimento mais agressivo em unidades de negócio com tal necessidade, reduzindo as penalidades impostas pelo incremento do DEC Programado necessário para a realização das melhorias no sistema de distribuição.

Após a apresentação da introdução no presente capítulo é apresentado na sequência o referencial teórico que busca apresentar os links com este trabalho. Em seguida no capítulo 3 é desenvolvida uma ampla pesquisa sistêmica acerca das abordagens de temas semelhantes ao desenvolvido. No capítulo 4 é construída a metodologia que visa sustentar e esclarecer as etapas necessárias para a adequada modelagem do DEC programado e os investimentos na rede de distribuição. O capítulo 5 apresenta a aplicação da metodologia com base nos dados históricos de uma distribuidora, sendo que no capítulo 6 são apresentados as conclusões dos estudos e considerações sobre novas possibilidades de aplicação.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

A revisão a seguir propõe explorar uma base técnica para os métodos utilizados neste trabalho, visando elucidar o contexto de aplicação e contextualizar o presente estudo no âmbito acadêmico e profissional. O objetivo principal é buscar o que já foi publicado sobre o problema a ser estudado, a fim de organizar a pesquisa com base sólida e estabelecida, capaz de sustentar os resultados deste documento.

2.1 O setor elétrico brasileiro e a regulação técnica

O setor elétrico brasileiro e sua regulação técnica são frutos de uma longa jornada de transformação e evolução. Há pouco mais de cinquenta anos, os equipamentos para utilização da energia elétrica estavam em processo de desenvolvimento, e parte deles ainda dependia de pilhas para garantir o seu uso. A universalização e a qualidade do fornecimento ainda eram temas pouco debatidos na sociedade.

Conforme mencionado por (DIAS, 2002), o setor elétrico internacional passou por profundas mudanças a partir do final da década de 70. Essas mudanças tiveram início com o governo de *Margaret Thatcher* na Inglaterra, que defendia a redução da presença do Estado na economia. Isso desencadeou debates em diversos países sobre as consequências da privatização de monopólios naturais e os diferentes modelos para torná-la viável.

No Brasil, de acordo com (LEITE, 1997), a transição para uma nova política energética, iniciada na década de 90, tem sido influenciada por diversos fatores. Um deles é a grave crise financeira do Estado, que resultou na deterioração da administração pública e na impossibilidade de transferência de recursos do Tesouro para o setor de eletricidade, como ocorria desde a intervenção estatal inicial até o final da década de 60.

No cenário internacional, com a globalização da economia, as transações estritamente financeiras passaram a predominar sobre o comércio de bens e serviços. No campo político brasileiro, disputas estaduais e a desobediência civil das concessionárias regionais em relação ao cumprimento das decisões do órgão regulador e à Constituição Federal de 1988 comprometiam o alcance das diretrizes energéticas nacionais. Além disso, outros aspectos relevantes foram o aumento da força política dos grandes consumidores, que pressionavam pela redução de tarifas, e a forte influência dos empreiteiros, que interferiam no plano de obras das concessionárias públicas, pois dependiam dessas obras estatais para suas ações empresariais.

A combinação desses fatores, juntamente com a falta de estímulo à eficiência, levou ao aumento do endividamento e à inviabilidade financeira do setor elétrico.

No final dos anos 90, o Governo Federal optou pela privatização das empresas estatais federais e exerceu forte influência sobre os governos estaduais para que seguissem o mesmo caminho, observado na reestruturação de diversos países que também implementaram essa forma de participação privada. Percebe-se um estímulo à concorrência, buscando-se manter um grau satisfatório de regulamentação que não prejudique a liberdade de mercado e estabeleça regras para garantir os interesses nacionais.

Com a privatização das empresas concessionárias de energia elétrica, foram assinados contratos de concessão com o Poder Concedente (Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL), que estabelecem um conjunto de exigências, obrigações, procedimentos, indicadores de natureza técnica e comercial, além de penalidades, com o objetivo de assegurar a qualidade dos serviços prestados por essas empresas aos consumidores. A legislação passou a estabelecer limites diferenciados para cada uma das empresas concessionárias, com base em seus históricos, visando preservar e/ou aumentar a qualidade do fornecimento existente antes das privatizações.

No cenário atual, o setor elétrico brasileiro (SEB) possui um modelo bastante complexo, com uma ampla regulação composta por resoluções normativas. A agência reguladora responsável por regular a geração (produção), transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica é a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). Ela é responsável por fiscalizar diretamente ou por meio de convênios com órgãos estaduais as concessões, permissões e os serviços de energia elétrica. Além disso, a ANEEL implementa as políticas e diretrizes do governo federal relacionadas à exploração da energia elétrica e ao aproveitamento dos potenciais hidráulicos, estabelece tarifas, promove as atividades de outorgas de concessão, permissão e autorização de empreendimentos e serviços de energia elétrica por delegação do Governo Federal, e ainda resolve as divergências administrativamente entre os agentes e entre esses agentes e os clientes.

Segundo observado por ((ANEEL), 2022a) e suas responsabilidades, pode-se deduzir que as distribuidoras e permissionárias que atuam no sistema de distribuição estão sujeitas a um ambiente de intensa regulação técnica e comercial, o que as obriga a buscar constantemente a evolução e melhoria na prestação dos serviços aos clientes finais. Caso isso não ocorra, as penalidades previstas podem ter um grande impacto financeiro, podendo até mesmo resultar na perda ou caducidade da concessão, conforme preconiza a (ANEEL, 2019) que regula a imposição de penalidades aos agentes. É importante ressaltar que existem outros agentes relevantes que exercem influência e atuam no cenário da energia elétrica, como a ONS (Operadora Nacional do Sistema Elétrico), o MME (Ministério de Minas e Energia), a CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) e outros, que podem contribuir ou alterar o setor tanto de forma conjunta quanto por meio de novas tecnologias, estratégias de mercado ou reposicionamento no cenário internacional.

Ao direcionar o foco para a agência reguladora, que tem o papel central de regular

as entidades de distribuição, geração e transmissão de energia elétrica, torna-se necessário realizar uma pesquisa sobre a legislação e as normas vigentes, optando apenas pela seleção da opção "Resolução". O resultado indica um universo de mais de 3,5 mil resoluções, o que reafirma que o setor elétrico brasileiro possui comprovadamente um modelo com alto grau de regulação e constante atualização.

Figura 3 – Pesquisa de resoluções na Biblioteca Virtual

A interface da Biblioteca Virtual da ANEEL apresenta um formulário de busca avançada. O formulário está configurado para a aba "Legislação" e o campo "Norma" contém o texto "RES - RESOLUÇÃO". Outros campos incluem "Número", "Assinatura", "Publicação", "Processo", "Projeto de lei" e "Autoria". O botão "Buscar" está visível. Na base da interface, há filtros, opções de seleção (Selegionar todos, Desmarcar selecionados) e uma barra de resultados indicando "3.695 registros encontrados - 50 Páginas".

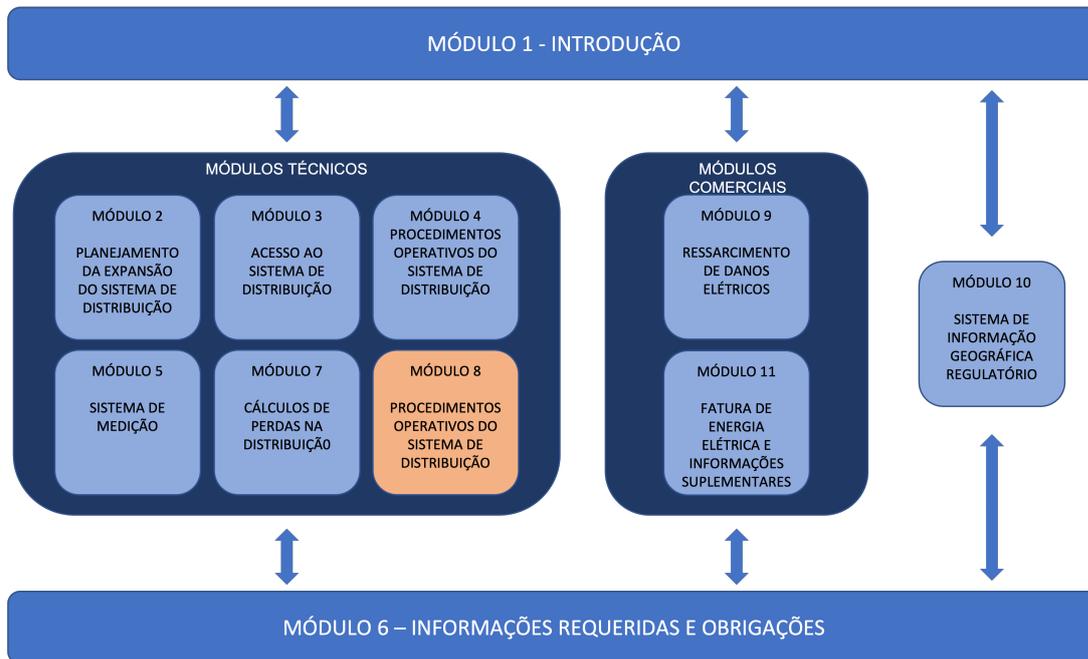
Fonte: <https://biblioteca.aneel.gov.br/>

Dentro deste amplo arcabouço regulatório, é importante destacar dois pilares da regulação que exercem maior impacto nos serviços de distribuição e na relação entre o cliente e a respectiva distribuidora de energia: as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica, denominadas ((ANEEL), 2022b), e os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, descritos na Resolução 956/2021. A Resolução 1000/2021 é resultado da evolução regulatória que ocorreu ao longo de uma série de atos desde 1957, e tem como objetivo regular as disposições a serem observadas tanto pelos clientes quanto pelas empresas responsáveis pela prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, estabelecendo seus direitos e deveres. Em síntese, essa resolução é a principal interface entre o cliente e a distribuidora, estabelecendo as principais obrigações e deveres de ambas as partes.

Complementarmente, o PRODIST é composto por documentos que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Atualmente, ele é constituído por 11 módulos específicos, destacando-se o Módulo 8 - Qualidade de Energia Elétrica, onde são definidos os principais pontos referentes aos indicadores técnicos.

Portanto, o Módulo 8 do PRODIST apresenta uma característica predominantemente técnica e tem como objetivo estabelecer os procedimentos relativos à qualidade

Figura 4 – Descrição e Organização dos Módulos PRODIST



Fonte: Elaborado pelo Autor

da energia elétrica (QEE). Esse módulo aborda a qualidade do produto, a qualidade do serviço prestado e a qualidade do tratamento de reclamações. Em outras palavras, ele define os parâmetros para medir a aderência entre a percepção do cliente e o serviço de responsabilidade da distribuidora, determinando os padrões pelos quais o serviço de distribuição de energia elétrica deve ser prestado.

É importante destacar que a padronização prevista no regulamento oferece a possibilidade de apuração e comparação dos indicadores técnicos de todas as empresas do setor. Isso proporciona à agência reguladora, aos clientes, à sociedade e ao meio acadêmico a oportunidade de realizar estudos e trabalhos com uma base de dados padronizada e disponível.

2.2 Apuração de indicadores de Continuidade no Sistema de Distribuição de Energia Elétrica

Com relação à qualidade do fornecimento de energia elétrica, o Módulo 8 do PRODIST estabelece a metodologia para a apuração dos indicadores de continuidade e dos tempos de atendimento de ocorrências emergenciais, definindo os padrões e as responsabilidades de apuração e envio à ANEEL. Com base no método padrão de apuração para todas as distribuidoras do país, é possível definir qual é o indicador adequado de continuidade e realizar a fiscalização e aplicação de penalidades à distribuidora, caso o padrão não seja atendido de acordo com os limites estabelecidos para cada distribuidora.

Ainda de acordo com o Módulo 8, são definidos os demais indicadores a serem apurados e acompanhados mensalmente pela ANEEL, os quais servem como parâmetro para a constante avaliação da qualidade da prestação do serviço de distribuição de energia elétrica no país.

No presente estudo, o indicador de continuidade do fornecimento, denominado DEC, e o indicador FEC recebem destaque por servirem como parâmetros técnicos mensuráveis, que serão detalhados a seguir. Para um bom entendimento, a ANEEL estabelece as devidas equações e o detalhamento da apuração de cada um dos indicadores. Nas equações (1) e (2), são apresentadas a definição e a forma de cálculo dos indicadores DEC e DIC, conforme representados abaixo:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{C_c} DIC(i)}{C_c} \quad (2.1)$$

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (2.2)$$

Onde:

DEC = duração equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em horas e centésimos de hora;

DIC(i) = Duração de interrupção Individual por Unidade Consumidora, excluindo-se as centrais geradores;

i = índice de interrupções da unidade ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou por ponto de conexão no período de apuração de 1 a n;

n = número de interrupções da unidade consumidora ou por ponto de conexão considerado no período de apuração;

t(i) = tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora considerada ou do ponto de conexão, no período de apuração;

t(i)max = valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua (i), no período de apuração, verificada na unidade consumidora ou no ponto de conexão considerado;

C_c = número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em BT ou MT;

O DEC e o DIC representam de forma bastante precisa o tempo em que um conjunto de clientes ou um cliente individual fica sem o fornecimento de energia elétrica, e, conseqüentemente, a percepção da qualidade do serviço prestado. Como a ANEEL calcula e determina os padrões para cada conjunto de clientes, as distribuidoras passam a buscar alcançar essa referência, visando oferecer um serviço de melhor qualidade. Além do tempo de interrupção, é importante ressaltar que a frequência das interrupções no fornecimento

de energia também é muito relevante. Para tanto, são estabelecidas as equações (3) e (4), nas quais a agência reguladora define o método de cálculo e os parâmetros a serem considerados para a obtenção dos indicadores FEC e FIC.

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{C_c} FIC(i)}{C_c} \quad (2.3)$$

$$FIC = n \quad (2.4)$$

Onde:

FEC = frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em número de interrupções e centésimo de número de interrupções;

FIC(i) = Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora, excluindo-se as centrais geradoras.

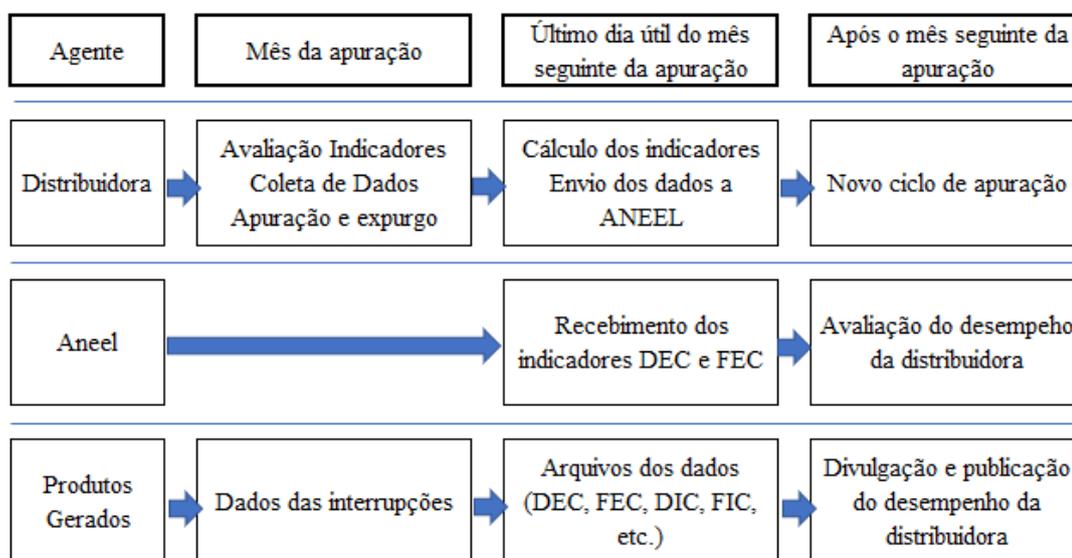
i = Índice de unidades consumidoras atendida em BT ou MT faturadas do conjunto:

C_c = número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em BT ou MT;

No módulo 8 do Prodist, há diversos outros indicadores com o objetivo de mapear, medir e fomentar a melhoria contínua do fornecimento de energia elétrica, os quais são constantemente estudados. Uma forma de apresentar o processo de apuração e avaliação dos indicadores de continuidade pode ser exemplificada através da Figura 5. A ANEEL padroniza um modelo único para todas as interfaces do sistema elétrico, permitindo assim realizar comparativos e avaliações com base nos mesmos dados. Isso também propicia o desenvolvimento de inúmeros estudos com base nesses indicadores. Vale ressaltar que, a partir do mês seguinte à apuração, os dados consolidados são publicados no site para consulta pública, tornando o processo mais transparente e beneficiando a todos os interessados neste processo.

Através deste método de apuração e medição, a distribuidora utiliza os indicadores DEC e FEC para aferir a percepção da qualidade da energia elétrica de forma global. Enquanto isso, o serviço ao cliente é avaliado individualmente por meio do DIC e FIC, de modo que oriente a distribuidora a tomar medidas de melhoria nos indicadores globais, mas também a ter uma visão individual para aqueles clientes com pior desempenho de atendimento. Nos casos em que a distribuidora não atinge as metas estabelecidas (conforme Anexo 1), ela fica sujeita ao pagamento de compensações aos clientes afetados e a penalidades estabelecidas pelas regulamentações da ANEEL, que sinalizam e reforçam o conceito de melhoria contínua na prestação do serviço.

Figura 5 – Fluxo do Processo de Apuração dos indicadores



Fonte: Adaptado de ((ANEEL), 2022a)

Toda interrupção pode ser caracterizada como uma falha do sistema. Portanto, no estudo de (PROMRAT; PUPATANAN; BENJAPOLAKUL, 2021), busca-se uma forma de compreender melhor a natureza das falhas ou eventos em um sistema, visto que as falhas que ocorrem em um sistema de distribuição estão diretamente relacionadas à sua confiabilidade. Assim, quando ocorre uma falha, a restauração do sistema deve ser feita o mais rápido possível, de acordo com a estrutura, equipes e sistemas disponíveis para lidar com a ocorrência. No trabalho, é proposto um algoritmo para classificar as causas de falhas nos sistemas de distribuição em uma determinada região do sistema de energia elétrica, com o objetivo de comparar o desempenho e gerar aprendizado para evitar novas falhas.

Uma das formas de abordar a complexidade dos parâmetros que têm interface com o indicador DEC é classificá-lo de acordo com sua origem, tipo e causa. Quando as causas são padronizadas e organizadas de forma sistêmica, é possível transformá-las em subsídios para que as áreas de engenharia, gestão de ativos e planejamento da distribuição possam traçar planos com base no histórico das causas. Dessa forma, pode-se obter uma maior adequação entre as necessidades de cada região, as características dos ativos existentes e o respectivo plano de manutenção, melhoria e expansão do sistema de distribuição.

Historicamente, a identificação e classificação das causas que provocam falhas nos sistemas de distribuição vêm sendo investigadas e aprofundadas, mesmo antes dos avanços regulatórios. Isso ocorre porque cada interrupção tem um impacto para o cliente e representa uma perda financeira para o acionista ou para o estado, no caso de empresas estatais. De acordo com (TRONCHONI; ALEGRE, 2008), a correta identificação das causas que originaram os desligamentos torna-se cada vez mais indispensável para planejar

e distribuir os investimentos e recursos de forma mais eficaz no sistema elétrico, resultando diretamente na melhoria dos índices de confiabilidade.

A seguir, no Quadro 1, é apresentada de forma resumida uma proposta de classificação das causas do DEC e FEC, visando proporcionar uma organização efetiva dos dados. Vale ressaltar que a atual organização regulatória é definida no módulo 8 (Anexo 2). No entanto, é importante destacar que o avanço tecnológico dos sistemas, a capacidade de armazenamento de dados e a velocidade de processamento das informações têm permitido às empresas evoluir e ampliar significativamente a discriminação e o tratamento de outras causas. Essas causas podem ser estudadas somente nas respectivas distribuidoras, como é o caso, por exemplo, da causa relacionada a objetos de pipa na rede, que é muito comum em determinadas regiões e inexistente em outras. Portanto, a medição e verificação dessas causas dependerão das características e atributos dos ativos elétricos correspondentes.

Tabela 1 – Classificação de causa, tipo e origem das interrupções

DEC FEC		
Origem	Tipo	Causa
Interno	Emergencial Não Programado	Meio Ambiente
		Terceiros
		Falha Operacional
		Alívio de Carga
	Programada Planejada	Próprias do Sistema
		Alteração para Melhoria
Externo	Programada Planejada	Manutenção
		A Pedido do Cliente
	Emergencial Não Programado	Alteração para Melhoria
		Manutenção
		Próprias do Sistema

Fonte: Adaptado de (TRONCHONI; ALEGRE, 2008)

A origem externa possui pouca influência ou previsibilidade por parte da distribuidora, uma vez que uma fonte externa, como a rede básica de transmissão, não faz parte dos ativos da empresa e depende da manutenção e ações de terceiros. Por outro lado, as interrupções de origem interna são representadas por dois tipos de natureza oposta, que compõem uma equação de solução difícil. A parcela emergencial é impactada principalmente pela condição da rede, configuração, sistema de operação, volume e capacitação das equipes de atendimento, eficácia do processo de manutenção e investimentos, sendo diretamente afetada pelos efeitos climáticos adversos. Em outras palavras, quanto mais severo o clima, maior a probabilidade de eventos e falhas na rede.

As redes de distribuição devem proporcionar o máximo de confiabilidade no fornecimento de energia elétrica. Segundo (LESSE et al., 2019), as redes subterrâneas de distribuição são menos suscetíveis a falhas do que as redes aéreas. No Brasil, a maioria

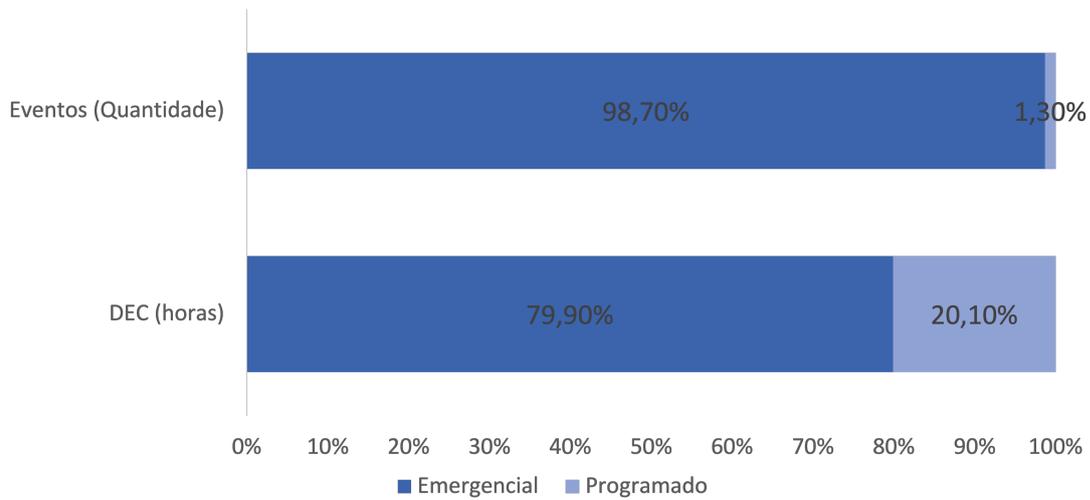
das redes de distribuição é construída com estruturas aéreas e condutores não isolados, devido à necessidade de atender áreas urbanas e rurais. Devido às características das redes de distribuição aéreas, o número de falhas nos sistemas elétricos de distribuição é muito maior do que nos sistemas de transmissão e geração. Essas falhas têm um grande impacto nos indicadores de continuidade de fornecimento de energia elétrica das concessionárias, afetando diretamente a qualidade do produto e do serviço prestado. Além disso, surge a preocupação com a ocorrência de falhas relacionadas à segurança de pessoas e animais devido à possibilidade de rompimento de condutores. Para reduzir os riscos de acidentes, é necessário que o sistema de proteção tenha capacidade de detecção rápida e seccionamento provisório do trecho com defeito.

Conforme (GALLI; STEFENON; AMÉRICO, 2017), as falhas podem ser classificadas como transitórias e temporárias. As falhas transitórias são anomalias que ocorrem em sistemas elétricos por um curto período de tempo, acionando as proteções e sendo eliminadas após uma sequência de religamentos automáticos. Elas são causadas pela ruptura passageira do dielétrico da rede. Embora não resultem em interrupção permanente no fornecimento, essas falhas afetam a qualidade do produto, mesmo que não sejam contabilizadas nos indicadores DEC e FEC, desde que sua duração seja inferior a três minutos. Algumas das causas mais comuns desse tipo de falha são: descargas atmosféricas, contatos momentâneos entre condutores, abertura de arco elétrico, contato da vegetação com os condutores e materiais sem isolamento adequado. Por outro lado, existem as falhas temporárias, que consistem em anomalias que ocorrem em sistemas elétricos por um período longo (superior a três minutos), acionando as proteções e não sendo eliminadas com uma sequência de religamentos automáticos. Essas falhas resultam na interrupção do fornecimento e exigem intervenção da equipe de manutenção para corrigir o defeito e restabelecer o sistema à condição normal de operação. Eventualmente uma falha transitória pode se tornar uma falha temporária.

Com base nas características das falhas e de acordo com os planos de obras da rede de distribuição a fim de tornar a rede mais robusta é necessário incremento da parcela programada do DEC a fim de realizar investimentos da rede que compreendem: manutenção, melhoramento e reforço da rede. A redução da taxa de falhas e consequentemente os indicadores DEC, FEC, DIC e FIC são objetivo essenciais e de sustentabilidade. O incremento da obras programadas tem impacto significativo, na qual a Figura 6 representa a natureza dos eventos programados e emergenciais e a relação entre ambos nas distribuidoras do Rio Grande do Sul no ano de 2021.

Ao observar o comparativo da Figura 6, fica evidente que, embora o volume de eventos programados que provocam interrupções na rede seja pequeno (1,3% do universo de interrupções), seu impacto no indicador global, que é percebido pelo cliente, representa mais de 20% do tempo total contabilizado no indicador DEC. Um fator que contribui para

Figura 6 – Comparativo do Volume de Eventos e Impacto DEC



Fonte: Adaptado de ((ANEEL), 2022a)

a investigação deste tema diz respeito ao fato de que na maioria das vezes é necessário desligar a rede para executar obras de melhoria e manutenção, o que resulta no aumento do DEC Programado, classificado como tal, e que pode provocar impactos indesejados nos clientes afetados.

Diante desse cenário de necessidade massiva de investimentos no sistema para reduzir as falhas na rede, o aumento da parcela programada para a realização das obras é uma consequência inevitável desse processo. Um dos pontos de avaliação e estudo que pode ser realizado pela ANEEL é estabelecer um percentual mínimo de DEC Programado a ser aceito para cada conjunto, com base no seu limite regulatório (Anexo I), de forma que essa parcela do indicador possa ser desconsiderada do indicador global sempre que a distribuidora atingir o patamar de investimentos assumidos junto à ANEEL. Enquanto essa evolução na regulamentação não se torna realidade, cabe às distribuidoras medir e otimizar ao máximo a parcela programada ou mesmo restringir o investimento em determinados conjuntos elétricos por um período para melhorar a performance global. Essa ação produz uma redução imediata do DEC total, porém provoca um aumento ao longo do tempo, visto que o ativo elétrico que não recebe investimento tende a sofrer degradação na performance ao longo do tempo.

De acordo com a avaliação do ranking das distribuidoras do Brasil no ano de 2021, foram pagos aos clientes um montante superior a R\$ 718 milhões decorrentes das transgressões dos padrões de continuidade estabelecidos na regulamentação atual (Figura 7). Cada compensação corresponde a um evento no qual o padrão regulatório de atendimento foi transgredido, cabendo à distribuidora ressarcir o cliente diretamente em sua fatura de energia no mês subsequente à apuração do evento. Embora seja uma medida de reparação, a questão da qualidade do serviço ou as perdas financeiras dos clientes, em muitos casos,

têm mais impacto em sua avaliação do que o valor monetário recebido.

Figura 7 – Histórico das compensações das Distribuidoras



Fonte: Adaptado de ((ANEEL), 2022a)

Diante do expressivo montante financeiro dispendido e dos valores elevados de compensação cabe destacar que se trata de problema sistêmico das distribuidoras e que necessita ser tratado com muito planejamento e investimento eficaz na rede que proporcionem a melhoria contínua dos indicadores.

2.3 Considerações sobre o indicador de continuidade (DEC)

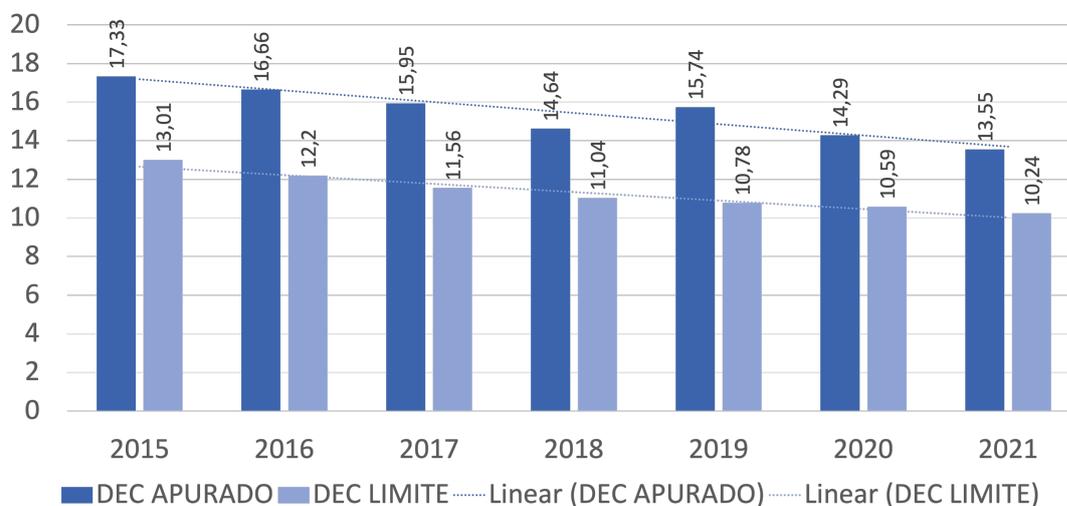
Pensando na melhoria da qualidade do fornecimento, na otimização dos indicadores, na satisfação do cliente e nos investimentos assertivos, a redução do DEC passa a ter grande relevância nos objetivos da distribuidora. Ter um método de planejamento, controle e gestão do DEC Programado é um objetivo que pode destacar a distribuidora como uma das melhores prestadoras de serviço de distribuição de energia elétrica. Isso porque tal método impacta diretamente em sua eficiência, imagem percebida pelos clientes, resultados financeiros e outros aspectos, reforçando o compromisso com a sociedade, para a qual presta um serviço público essencial.

No entanto, o caminho a ser trilhado não se resume apenas a melhorias, mas sim a alcançar uma eficiência que permita reduzir o indicador a uma taxa maior do que a própria redução prevista e determinada pela ANEEL no contrato de concessão. Em outras palavras, a regulação em si, por meio da meta regressiva de DEC, estabelece um caminho de melhoria contínua, e a distribuidora deve ter uma trajetória semelhante ou melhor do que a definida. Essas metas são revisadas ao final de cada período regular, denominado ciclo de revisão tarifária, conforme estabelecido no contrato de concessão de cada distribuidora.

Com base na avaliação desses indicadores definidos pela ANEEL e os praticados pelas distribuidoras, é realizado um comparativo entre as distribuidoras que prestam serviço no estado do Rio Grande do Sul ao longo de um período de 7 anos. Na Figura 9, é possível

observar a evolução comparativa do DEC efetivamente realizado pelas distribuidoras (apurado) e o valor definido pela ANEEL nos contratos de concessão (padrão regulatório). Vale ressaltar que, de 2015 a 2019, o estado do Rio Grande do Sul contava com três distribuidoras: AES SUL, CEEE-D e RGE. Em 2019, a concessão da AES SUL e RGE foi unificada em uma única operação, passando o estado a ter as distribuidoras RGE SUL e CEEE-D. No primeiro semestre de 2021, a distribuidora CEEE-D, que estava sob a gestão estatal do governo do estado do Rio Grande do Sul, foi vendida ao grupo Equatorial e passou a ser gerida pela iniciativa privada.

Figura 8 – Comparativo entre o DEC apurado e o limite definido pela ANEEL

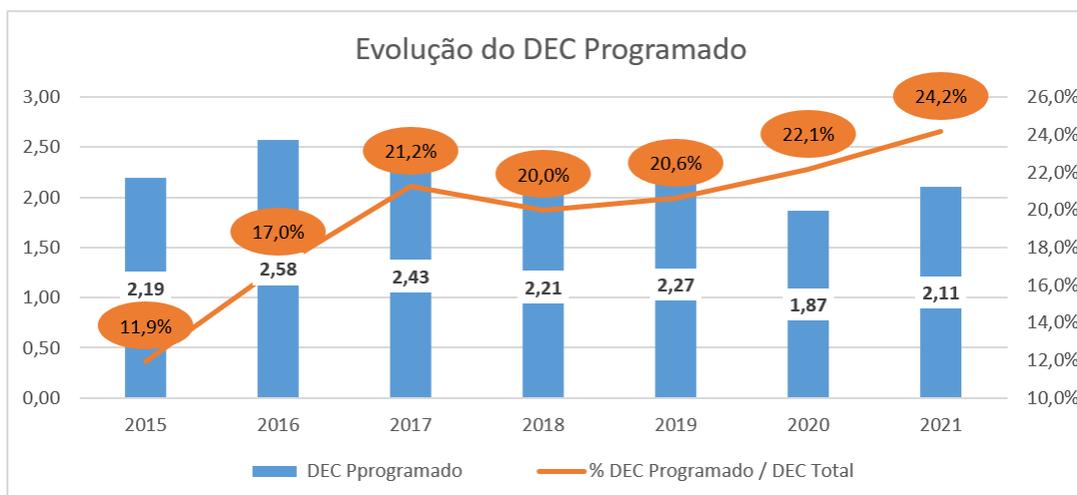


Fonte: Elaborado pelo autor com base em ((ANEEL), 2022a)

Observa-se que o DEC apurado teve uma redução de 3,78 horas (21,8%) no período, enquanto o limite regulatório previa uma redução de 2,77 horas (21,3%), de modo que a taxa de redução nos indicadores foi muito próxima à taxa de redução projetada pelo órgão regulador. Ao comparar o percentual acima do limite em 2015 (33,2%) e aferir o mesmo índice em 2021, o percentual acima do limite regulatório estabelecido fechou em 32,3%, ou seja, uma redução de 0,9% em um período de 6 anos.

Ao observar a trajetória de redução do DEC prevista e a evolução dos indicadores, faz-se necessário prever a melhoria do sistema de distribuição e seus indicadores, que passam pela execução dos investimentos e, conseqüentemente, pelo DEC Programado resultante deste esforço de constante melhoria. Na Figura 8, é proposta uma avaliação do DEC Programado no período e a aferição de um percentual que este indicador representa em comparação com o DEC total realizado no mesmo período. Para esta análise, foi utilizada como base a empresa RGE Sul como referência, pois já vem de uma administração privada, onde os investimentos vêm sendo realizados de forma sistêmica. Enquanto a empresa CEEE-D, por ter administração pública no período, apresentou, em alguns períodos, um investimento bem abaixo do previsto, especialmente no período que antecedeu a sua venda.

Figura 9 – Evolução do DEC Programado na RGE Sul



Fonte: Elaborado pelo autor com base em ((ANEEL), 2022a)

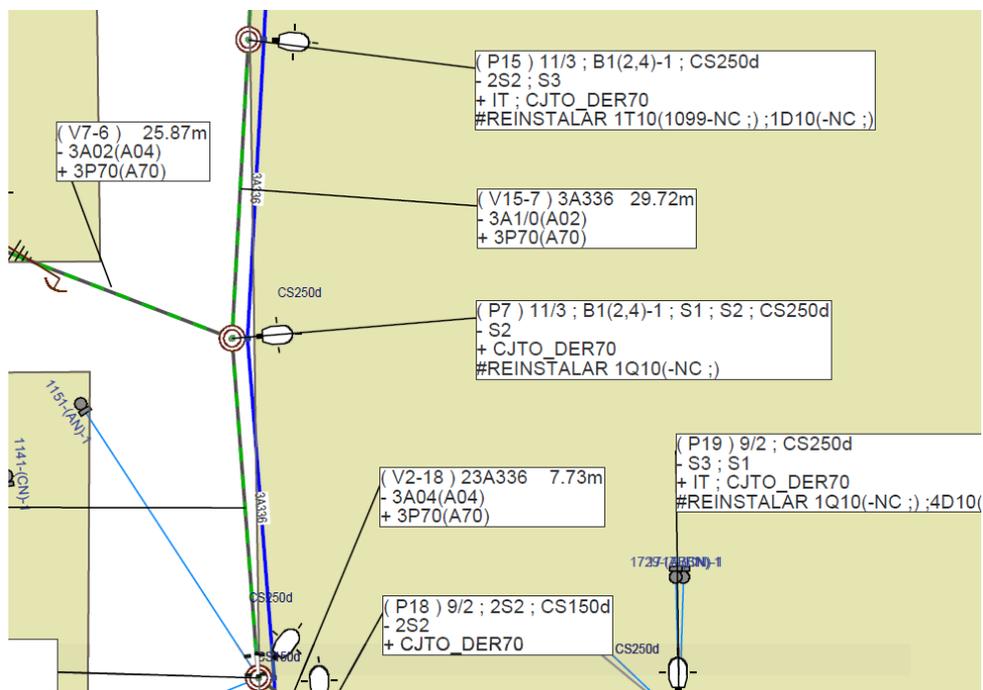
Sob o aspecto do total de horas utilizadas para a realização do investimento, é notório observar que o patamar de 2015, com 2,19 horas, em comparação com o patamar de 2021, com 2,11 horas, pode apontar para uma estabilidade neste indicador. Isso se deve ao fato de que a média no mesmo período é calculada em 2,24 horas, ou seja, pode-se considerar que o impacto está em um patamar estável de evolução. No entanto, quando é calculado o percentual que o DEC Programado representa em relação ao DEC Total, o resultado mostra uma tendência de elevação, com um crescimento de 11,9% em 2015 para o elevado patamar de 24,2% em 2021, representando um aumento de 103,4% no período de avaliação. Portanto, é notório afirmar que o DEC Programado vem ganhando muita relevância com o passar dos anos, uma vez que, devido ao caminho permanente de redução do padrão regulatório, cresce a importância de fazer a melhor gestão possível de um indicador que é planejado e originado do plano de obras da própria distribuidora.

Diante deste cenário de eficiência, cabe destacar que a área de operação da distribuidora está inserida no contexto do SIN (Sistema Interligado Nacional), no qual um distúrbio em um ponto qualquer do sistema pode repercutir em outros pontos, afetando a qualidade do serviço e gerando uma necessidade constante de investimentos capazes de manter o indicador com uma taxa de redução permanente. Portanto, é fundamental que as distribuidoras de energia elétrica foquem seus esforços em otimizar os indicadores de continuidade de energia, reduzindo ao máximo o volume e o tempo de atendimento dos eventos emergenciais e utilizando o indicador programado de forma mais eficiente. Isso ocorre porque, embora o indicador programado tenda a reduzir os eventos emergenciais, ele contribui para o aumento do DEC total. Diante desse cenário, torna-se necessário realizar um controle efetivo do processo que envolve esses eventos programados desde a sua origem e planejamento, bem como garantir sua aderência durante a execução das obras em tempo real.

A fim de apresentar um exemplo prático de investimento no sistema de distribuição, abordaremos como modelo uma obra denominada Plano de Modernização da Distribuição (PMD). O objetivo deste plano é melhorar a qualidade e a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica em um circuito de distribuição de baixa tensão específico (rede secundária), identificado pela área de planejamento como prioritário para melhorias.

Para a execução física da obra em campo, é necessário realizar o desligamento programado do circuito. Isso permite que as equipes de execução trabalhem no local com segurança e sem risco de acidentes. As regras gerais de segurança para serviços em eletricidade, estabelecidas pela Norma Regulamentadora N°10, conhecida no setor elétrico como NR10 (PREVIDÊNCIA,), determinam que a rede deve estar desenergizada para intervenções programadas. Isso significa que a área de trabalho onde a rede será melhorada deve estar isolada fisicamente por meio de dispositivos de rede (módulos de alimentadores, chaves religadoras, chaves fusíveis, entre outros). Além disso, é necessário realizar testes e aterramento elétrico (instalação de aterramentos físicos conectando a rede à terra). A Figura 10 auxilia na representação de um projeto elétrico de melhoria, enquanto a Figura 11 representa a montagem física da rede durante a interrupção programada do fornecimento de energia elétrica.

Figura 10 – Exemplo de Projeto Elétrico e Execução na Rede de Distribuição



Fonte: Banco de Dados do Autor

A figura 10 demonstra em destaque que o transformador em questão possui 9 clientes. Desta forma, aplicando a equação 2.2 para apuração do DIC de cada unidade de cliente se obtém a seguinte razão $DIC = 1 * 9 = 9$ com:

Figura 11 – Exemplo de execução em campo de obra na rede de distribuição



Fonte: Banco de Dados do Autor

- Clientes = 1;
- Tempo de Execução = 4 horas;

Para este exemplo de projeto e obra, verificou-se que, durante o processo de planejamento e execução, o transformador está conectado a 9 clientes na rede de distribuição. O objetivo dessa obra é prever a substituição dos condutores de rede nua, que apresentam uma taxa de falhas mais alta, por uma tecnologia e padrão atual da distribuidora, em que os condutores são protegidos por uma capa isolante, evitando falhas na rede causadas pela proximidade de vegetação, animais ou objetos estranhos ao SEP. Devido à natureza da substituição dos condutores, essa obra não pode ser realizada através do regime de Linha Viva, sendo necessário desenergizar a rede e, conseqüentemente, gerar um evento que será contabilizado no indicador DEC Programado.

Além disso, nesse mesmo exemplo, será realizada a apuração do indicador DEC Programado, sendo necessário calcular previamente o DIC. Para obter o indicador, é aplicada a equação (2.1) para cada cliente.

Neste cálculo, determina-se a apuração do DIC para cada cliente, levando em consideração os parâmetros relevantes para a equação mencionada.

$$DEC = (4 + 4 + 4 + 4 + 4 + 4 + 4 + 4 + 4) / 2.876.523 = 0,00001251 \text{ horas onde:}$$

- Total de Clientes Distribuidora = 2.876.523

Ao se obter um número dessa magnitude, surge a dificuldade de compreender e utilizar esse resultado para comunicar aos envolvidos no processo de projeto e execução de

obras. Além disso, é necessário avaliar se esse impacto é relevante dentro do contexto de planejamento da execução. Com o objetivo de propor uma abordagem mais adequada à operação realizada neste estudo, utilizando números que possam ser melhor avaliados e atribuir significado a cada intervenção na rede, propõe-se a utilização de uma metodologia para calcular o indicador chamado Cliente Interrompido Hora (CHI). Devido à possibilidade de ocorrerem várias interrupções/manobras na mesma obra, utiliza-se a equação (2.5).

$$CHI = \sum_{i=1}^n CI_i * TA_i \quad (2.5)$$

Onde:

i = interrupção

n = total de interrupções da obra

CI = quantidade de clientes do evento em análise

TA = tempo em horas na qual os clientes ficaram sem energia.

Utilizando o cálculo do CHI, equação 2.5, obtém-se neste exemplo de obra de PMD o seguinte resultado:

$$CHI = 9 * 4 * 1 = 36 \quad (2.6)$$

O objetivo de obter um valor dessa grandeza é proporcionar aos profissionais envolvidos na elaboração de projetos, programação de obras, execução em campo e gestão do processo uma percepção mais tangível. Isso permitirá estabelecer uma relação significativa e mensurável entre qualquer obra ou manutenção programada e sua micro região elétrica (subestação, alimentador ou conjunto elétrico), bem como em relação às características regionais (departamento, divisão ou base operacional). Um fator que contribui para esse indicador é o volume de obras e manutenções realizadas simultaneamente em toda a área de uma distribuidora.

Conforme mostrado na Figura 7, os 1,3% de eventos programados no ano representam aproximadamente 4.350 eventos. Isso significa que é necessário estudar e propor um método para otimizar esses eventos, de modo a causarem o menor impacto possível no cliente final da distribuidora. A Figura 12 ilustra o sistema técnico de controle de obras, que já possui um campo estruturado para o registro do CHI durante a fase de projeto da obra.

Seguindo o registro no campo CHI durante a etapa de projeto da obra, é possível criar de forma sistemática o banco de dados necessário para vincular o CHI com as respectivas obras no estado de planejamento, visando sua posterior utilização nos estudos de planejamento futuro. Outro ponto a destacar é a obrigatoriedade das distribuidoras em apurar e enviar à ANEEL os indicadores realizados, decompondo-os em diferentes parcelas, incluindo a parcela programada interna, objeto de estudo deste trabalho e detalhada no anexo 3.

Figura 12 – Dados Mestre de uma Obra no Sistema de Controle de Obras

Ordem

Nota Dados Adicionais Item / Causa Avaria, parada Dados de localização Síntese de dados Itens Medidas Atividades Histórico

DADOS ADICIONAIS SA

TABOIS DE CARGA

INFORMAÇÕES RELEVANTES

Nota de Serviço (OCS)

Classe Comercial

Número de UC

Classe de Atendimento

Demanda Calculada

Necessidade de Obra

Necessidade de ART

Preço conclusão Obra

Tipo de Atividade

Dias de Necessidade

Dono da Obra

Relação de serviços

Múltiplo Cancelamento

Orçamento referencial

Orçamento Definitivo

Quantidade de Cliente

RUSD em Waits

CAT. TUSO FID B

Tipo de Atividade BT

Tipo de Atividade MT

Calcular ERO

ERD calculado

Padrão de entrada

Unidade de Serviço US

Formulário de Trabalho

CBZ

Fonte: Banco de Dados Autor

É importante ressaltar que existem algumas formas de executar obras na rede de distribuição sem interromper o fornecimento de energia aos clientes, como a utilização de equipes de Linha Viva, que realizam intervenções com a rede energizada. Quando calculamos o DEC Programado das distribuidoras, o resultado das ações realizadas com Linha Viva já está contabilizado nos indicadores. Ou seja, a eficiência dessa abordagem já faz parte das operações de todas as empresas e está registrada no histórico dos indicadores calculados.

Existem outros indicadores que impactam a operação de uma distribuidora, como perdas técnicas, comerciais, prazos de serviços, entre outros. No entanto, o DEC ganhou destaque com base nas alterações dos novos contratos de concessão, que impõem às distribuidoras um grande impacto, podendo até resultar na perda do contrato de concessão. De acordo com Energia (referência), a concessão do estado de Goiás (sob gestão do grupo ENEL), já outorgada com base nos contratos atuais, corria o risco de perder o direito de explorar os serviços de distribuição após apresentar resultados insatisfatórios no desempenho do DEC. Um dos pontos do novo contrato de concessão estabelece que o descumprimento de qualquer uma das métricas por dois anos consecutivos no período de cinco anos, ou no quinto ano, pode levar à extinção da outorga.

Dois meses após a publicação da notícia pelo Canal Energia, o próprio governo do estado de Goiás, por meio de seu site oficial (ANEEL, 2022), confirmou a mudança na concessão. Em coletiva de imprensa, o secretário-geral de Governo comentou a decisão da ANEEL e a expectativa do Governo de Goiás em relação à melhoria contínua na distribuição de energia elétrica para os goianos. "A ANEEL agiu com responsabilidade, preservando o interesse do consumidor. Agora, o papel do Estado de Goiás será acompanhar de perto essa transição, observando como a Equatorial vai se comportar e buscando apresentar as prioridades que temos, pois são muitas ações na área de energia que precisam melhorar". A confiabilidade e o DEC ganham relevância e podem definir o futuro das concessões.

2.4 Tomada de Decisão Multicritério

Considerando que as empresas distribuidoras de energia elétrica estão dispersas em regiões geográficas distintas e influenciadas por ativos elétricos específicos, com indicadores de desempenho adversos e sob a influência do perfil dos clientes de cada região de atendimento, pode-se pensar que o planejamento de investimentos em manutenção, expansão e melhoria nos ativos é realizado considerando, entre outros fatores, os atributos da rede de distribuição. Isso inclui o padrão construtivo da rede, o impacto das variáveis climáticas (vento, chuva e descargas atmosféricas), a obsolescência dos equipamentos de proteção e o nível de automação e controle remoto para operação em tempo real.

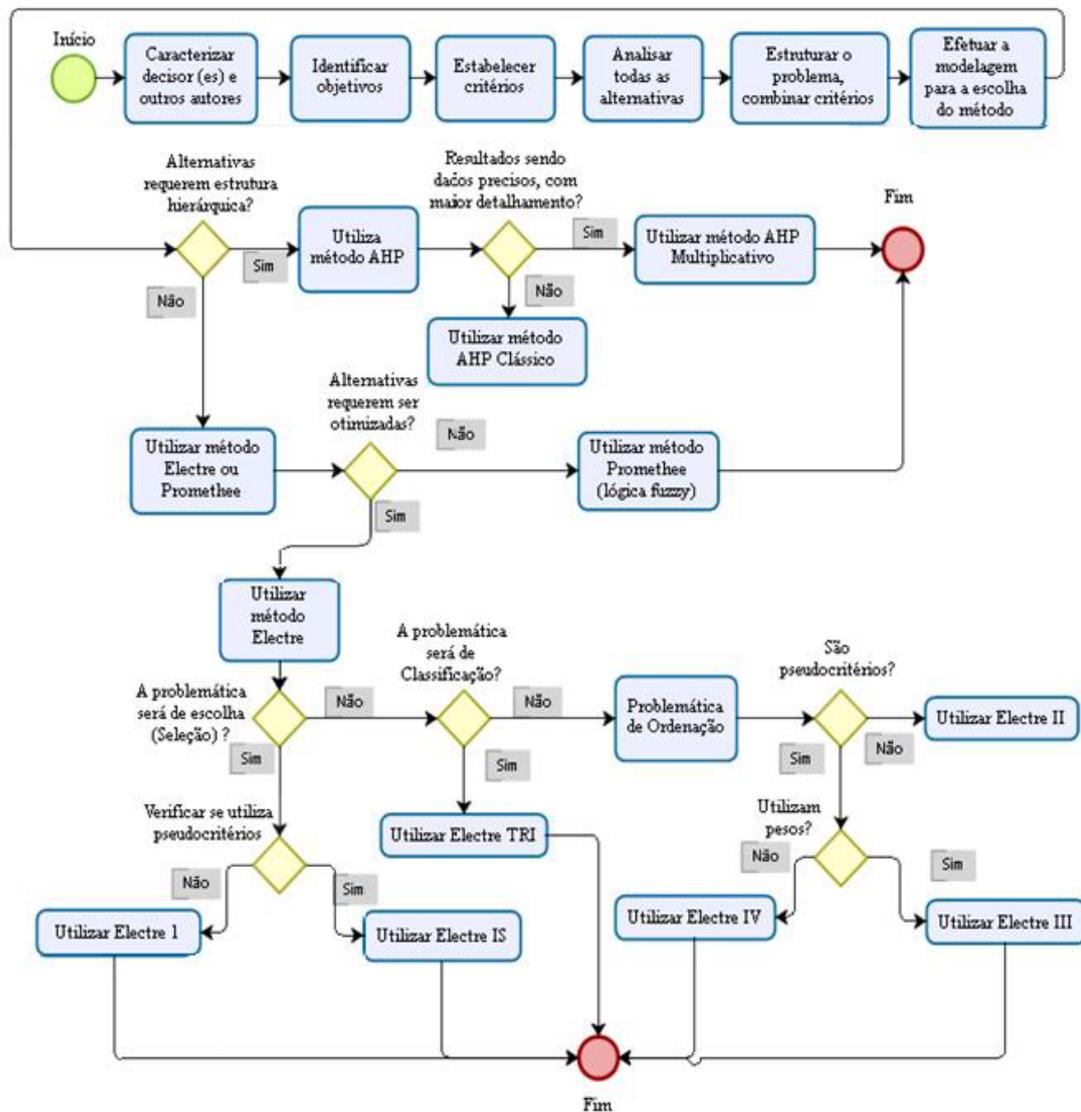
Em um sistema predominantemente urbano, por exemplo, a estratégia de investimento pode ser diferente de uma concessão ou área geográfica de grande extensão de rede rural e baixa densidade de clientes. Outro fator importante é o percentual de rede estrutural com postes de madeira, que têm vida útil limitada e estão sujeitos a restrições mecânicas, pois isso influencia na estratégia de transformar uma rede de baixa tensão do modelo nua para o modelo protegida. O esforço e o custo de execução, dependendo das características dos postes, podem multiplicar o investimento necessário na troca dos condutores de energia e aumentar o tempo necessário para desligar a rede.

Ao analisar alguns dos principais atributos de uma rede de distribuição de energia elétrica, pode-se afirmar que, para realizar qualquer comparação, modelagem ou metodologia de análise, é necessário considerar diversos critérios. Diante desse cenário, é natural pensar em soluções que levem em consideração uma análise de vários critérios simultaneamente, evitando o erro sistemático de tirar conclusões imprecisas ou incorretas com base na análise de um único critério ou atributo. Portanto, no presente estudo, que tem como objetivo investigar e quantificar o impacto dos atributos de rede no indicador DEC Programado, optou-se por utilizar uma ferramenta de análise multicritérios como um caminho possível para uma análise mais abrangente e precisa.

Segundo (JúNIOR et al., 2018), o tomador de decisão precisa se familiarizar com diversos métodos de tomada de decisão para otimizar seus resultados e resolver seu problema de forma eficiente. Nesse sentido, é proposto um estudo para a elaboração de um fluxograma com base em três métodos de AMD (Apoio Multicritério à Decisão): AHP (Análise Hierárquica de Processos), *Electre (Elimination et Choix Traduisant la Réalité)* e *Prometheé (Preference Ranking Organization Method for Enrichment Evaluation)*. O fluxo desenvolvido no trabalho é apresentado na Figura 13:

Complementando o fluxo apresentado e visando obter resultados de forma hierárquica, optou-se pelo método AHP para aplicação neste estudo. Embora haja diversas ferramentas de análise multicritério disponíveis no cenário atual, é importante escolher aquela que seja mais adequada à proposta do trabalho e que possua um histórico sólido de

Figura 13 – Fluxo de decisão multicritério



Fonte: (JÚNIOR et al., 2018)

aplicação em pesquisas científicas, garantindo assim segurança e comprovada assertividade.

Com o objetivo de selecionar uma ferramenta alinhada a este estudo, foi realizada uma pesquisa de strings de busca na plataforma IEEE (<<https://www.ieee.org>>), uma das ferramentas mais utilizadas no meio acadêmico e atualmente a maior organização técnica e profissional do mundo, desempenhando um papel fundamental no processo de padronização e homologação de tecnologias de rede.

A pesquisa foi iniciada com a inclusão de três termos relacionados ao objeto de estudo, buscando estabelecer uma conexão entre o termo "multicritério" e o sistema de distribuição de energia elétrica no qual o trabalho está inserido. Na primeira busca, obteve-se um resultado expressivo de mais de trezentos resultados, conforme detalhado na Tabela 2:

Tabela 2 – String Inicial de Busca Multicritério

String	Resultados
("All Metadata":Multicriteria Decision Making) AND (("All Metadata":Power System) OR ("All Metadata":Distribution System))	349

Fonte: Elaborado pelo Autor

Com o objetivo de aprimorar a busca inicial, foram incluídas nos resultados expressões frequentemente utilizadas para definir o indicador DEC. Além disso, foi aplicado um filtro temporal para restringir a pesquisa a documentos publicados após 2015. Dessa forma, busca-se trabalhos mais recentes que abordem a problemática atual e os desafios atuais de realizar investimentos dentro dos limites regulatórios. Os resultados são apresentados na Tabela 3, conforme demonstrado abaixo:

Tabela 3 – Inclusão do Indicador de Continuidade e Restrição Temporal

Aplicação de Filtro por Período (2015 - 2021)	Resultados
("System Average Interruption Duration Index")	173

Fonte: Elaborado pelo Autor

A próxima etapa da pesquisa consistiu em classificar os resultados obtidos de acordo com o tipo de ferramenta encontrada e os trabalhos relacionados. Com o auxílio da ferramenta Mendeley¹, os resultados da pesquisa foram organizados e agrupados, visando obter uma visão abrangente e explorar as possíveis soluções apresentadas. O resultado da organização e seleção das ferramentas encontradas é demonstrado na Tabela 4, a seguir:

Tabela 4 – Ferramentas Selecionadas para Análise

Principais Ferramentas Encontradas	Resultados
Analytic Hierarchy Process	41
Fuzzy set Theory	52
Operations Research	25
Optimisation	23
TOPSIS	10

Fonte: Elaborado pelo Autor

Após analisar as principais ferramentas mencionadas no método de pesquisa, optou-se por aplicar o método AHP (Analytic Hierarchy Process) neste estudo. Conforme descrito por (PUC-RIO, 2021), essa teoria auxilia no planejamento e na tomada de decisões, além de estar alinhada com o fluxo de decisões apresentado por (Júnior et al., 2018) e ser adequada ao problema proposto.

Ao considerar aspectos objetivos e subjetivos, quantitativos e qualitativos, o método AHP é capaz de compor um índice único que combina os principais critérios do problema

¹ <<https://www.mendeley.com/>>

objetivo e as áreas de conhecimento em gerenciamento, tornando sua aplicação bastante abrangente e adequada como solução para o sistema de distribuição de energia elétrica.

O estudo realizado por (PEREIRA et al., 2020) tem como objetivo apresentar uma pesquisa que busca otimizar o processo de tomada de decisões para a execução de obras em redes de distribuição. Esse estudo utiliza o método *Analytic Hierarchy Process (AHP)* como uma ferramenta de apoio à tomada de decisão com múltiplos critérios em uma distribuidora de energia elétrica, o que contribui para a aplicação no presente estudo.

No artigo de (LIMA et al., 2020), é apresentado um estudo sobre a aplicação do método AHP, que propõe o uso de um processo hierárquico analítico para a tomada de decisão na seleção de diferentes tecnologias de baterias. O procedimento desenvolvido com o método AHP permite a avaliação de características técnico-econômicas por meio de indicadores quantitativos e qualitativos, estabelecendo critérios e prioridades para a comparação e hierarquização desses atributos. Os resultados obtidos demonstram a objetividade do método, sua coerência com o desenvolvimento tecnológico atual das baterias e sua ampla aplicabilidade devido à base de conhecimento construída, além de não exigir informações específicas do sistema de armazenamento a ser implantado.

De acordo com (COSTA; PEREIRA; MADRUGA, 2020), foi desenvolvida uma metodologia para priorizar os alimentadores que necessitam de investimentos em uma concessionária de energia. Essa metodologia analisa todos os alimentadores e utiliza o método AHP para determinar quais devem receber prioritariamente os recursos disponíveis. Esse método foi escolhido devido à sua robustez e capacidade de proporcionar uma tomada de decisão mais assertiva, permitindo a consideração de dados históricos dos equipamentos, bem como a opinião e experiência dos especialistas da empresa, o que oferece uma base mais sólida para a tomada de decisão.

Continuando o processo de busca, a expressão "AHP" é incluída na string com o objetivo de obter estudos que aplicaram essa ferramenta. O resultado obtido está apresentado na Tabela 5:

Tabela 5 – String Refinada com a Inclusão AHP

String Refinada com a Inclusão AHP	Resultados
("All Metadata":Multicriteria Decision Making) AND ((All Metadata":Power System) OR ("All Metadata":Distribution System)) AND ("All Metadata":AHP)	44

Fonte: Elaborado pelo Autor

A próxima etapa do trabalho consistiu em incluir o termo *“reliability”* na string de busca, com o intuito de encontrar trabalhos e artigos que se relacionem com a confiabilidade da rede de distribuição de energia elétrica. Desejava-se verificar se o resultado da busca seria capaz de apresentar trabalhos relacionados ao tema desta pesquisa e que apresentassem consistência na aplicação da ferramenta AHP. O resultado, contendo a quantidade de

artigos encontrados, é apresentado na Tabela 6. Nesta busca, foram selecionados 5 artigos.

Tabela 6 – String com Inclusão do termo Reliability

Inclusão do Termo Reability	Resultados
("All Metadata":Multicriteria Decision Making) AND ((All Metadata":Power System) OR ("All Metadata":Distribution System)) AND ("All Metadata":AHP) AND ("All Metadata":reality)	5

Fonte: Elaborado pelo Autor

Os resultados encontrados estão organizados e complementados com demais informações relevantes, de acordo com a Tabela 7.

Tabela 7 – Detalhamento do Resultado da Busca

Índice	Autores	Ano	Título
1	Émerson Rafael da Silva; Dion Lenon Prediger Feil Daniel Pinheiro Bernardo; Tiago Bandeira Marchesan; Mauro dos Santos	2020	Ranking of Priorities for the Management of Distribution Transformers: A Multicriterial Approach
2	Rui Ma; Sara Eftekhariad	2018	Critical PMU Measurement Identification Based on Analytic Hierarchy Process
3	Daniel P. Bernardon; Alzenira R.Abaide; Luciane N. Canha; Mauricio Sperandio; Vinicius J. Garcia; Nelson K.	2015	Allocation of Remotely Controlled Switches for Reliability Assesment in Distribution Networks
4	Marko Islic; Ante Marusic; Juraj Havelka	2017	Distance protection relays installation prioritization in distribution networks using analytic hierarchy process and cost-benefit analysis
5	{Muqheet Ahmad; Jie Hu; Mushtaq Ahmad; Zaid-ul-Huda; Faisal Khurshid	2019	Optimal Cluster Leader Selection Using MCDM Methods in MWSN: A Comparative Study

Fonte: Elaborado pelo Autor

Após a conclusão da busca e a comparação entre as referências encontradas na pesquisa do IEEE, é possível afirmar que a ferramenta AHP apresenta consistência e relevância na aplicação em estudos de tomada de decisão no sistema elétrico de distribuição, abrangendo diferentes etapas e processos do sistema. O ponto central da análise para a utilização desta ferramenta baseia-se na necessidade de tomar decisões considerando fatores inter-relacionados, os quais dependem de expertise e conhecimento técnico para atribuir corretamente o peso a cada um dos critérios a serem analisados e, principalmente, quantificados, a fim de subsidiar uma decisão assertiva e com o máximo grau de eficiência possível.

3 PESQUISA SISTÊMICA

Neste capítulo é apresentada a pesquisa sistemática, que tem como objetivo identificar, avaliar e sintetizar, diante do amplo acesso a informações, aquelas que apresentam maior relevância e segurança para um diagnóstico a ser apresentado. Para atingir esse objetivo, foram utilizadas strings de busca de acordo com os temas abordados neste trabalho, de modo a encontrar trabalhos relacionados que sirvam de base para sustentar o que está sendo pesquisado e publicado até o momento, ou mesmo constatar a ausência de trabalhos com esse objetivo específico ou de resultados semelhantes. Este trabalho iniciará um caminho de pesquisa com o intuito de contribuir para a comunidade científica, aprofundando o assunto e promovendo melhorias na vida das pessoas e nos resultados sustentáveis das distribuidoras de energia elétrica. O ponto de partida é buscar, de forma multidisciplinar, trabalhos que apresentem casos e técnicas de solução utilizados atualmente para resolver problemas semelhantes nas diferentes áreas de aplicação.

O objeto central da pesquisa é procurar trabalhos que abordem o estudo e a otimização do DEC Programado. Para realizar uma pesquisa abrangente, é necessário estabelecer que esses parâmetros (DEC e FEC) são baseados em indicadores internacionais, retirados da norma do Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (*Institute of Electrical and Electronics Engineers - IEEE*), em que os indicadores coletivos são: *SAIDI (System Average Interruption Duration Index)* e *SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)*. Como a abordagem do investimento realizado na rede é planejada ou programada, serão incluídos na busca os termos "*planned*" e "*programmed*" para encontrar pesquisas semelhantes.

Outro fator relevante do estudo é buscar estudos nos quais o indicador DEC Programado tenha sido obtido com base em aplicações de modelos reais de operação de uma distribuidora, ou seja, que utilizem uma metodologia de aplicação capaz de ser reproduzida em uma grande quantidade de dados e que corresponda a algo semelhante a uma distribuidora de energia elétrica. Isso se deve à proposta de aplicação em grande escala de dados e ao nível de complexidade que esteja mais próximo da aplicação real do estudo.

Conforme já descrito no Capítulo 2, foi utilizada a busca na ferramenta IEEE e o auxílio do aplicativo *Mendeley* para organização e refinamento da busca. Com base nessa premissa, foi definida uma primeira busca direta de strings que abrangessem os pontos centrais de pesquisa: DEC e Sistema de Distribuição de Energia (*("power") AND ("distribution") AND ("network") AND ("SAIDI")*), o que resultou em 172 trabalhos relacionados.

A seguir, foram definidas seleções possíveis de buscas alinhadas ao objetivo proposto, buscando exclusivamente trabalhos relacionados ao DEC em um sistema de distribuição de energia. Como resultado, obteve-se um conjunto de 111 trabalhos relacionados a esse tema. Considerando o elevado volume de trabalhos, a próxima etapa consistiu em incluir o termo "otimização", uma vez que o objetivo deste trabalho é construir um indicador inteligente. O conceito proposto na pesquisa visa otimizar o DEC Programado, e, para isso, foi possível identificar 32 trabalhos relacionados à otimização do DEC. Neste momento, não foi considerado se o DEC é oriundo de eventos emergenciais ou provenientes de um planejamento de expansão do sistema, sendo definido como Programado ou Planejado. A busca foi restrita a trabalhos com, no máximo, 5 anos, levando em conta a constante evolução e atualização da regulação e das tecnologias implementadas na execução e planejamento de obras. Isso resultou em um conjunto de 20 trabalhos, conforme demonstrado na Tabela 8.

Tabela 8 – Trabalhos relacionados ao DEC e otimização.

Tabela 9 – String Proposta para Pesquisa Sistêmica

String	Resultados
((("Power") AND ("Distribution") AND ("Network") AND ("SAIDI"))	172
("System Average Interruption Duration Index"))	111
((("System Average Interruption Duration Index") AND ("Optimization"))	32
((("System Average Interruption Duration Index") AND ("Optimization")) up 2016	20
("SAIDI Planned")	0
("SAIDI Programmed")	0

Fonte: Elaborado pelo Autor

Como o objeto principal de estudo é a otimização do DEC Programado e o conceito de CHI é pouco difundido no meio acadêmico, optamos por utilizar uma abordagem que englobasse ambos os termos centrais do estudo e que fosse atualizada, levando em consideração as regulamentações frequentemente alteradas devido a fatores como a crescente dependência de energia elétrica, o avanço da tecnologia e a busca por fontes mais confiáveis e com preços justos.

Outro aspecto a ser avaliado é a integração de novas fontes de energia em pontos distintos do sistema de distribuição, como a Geração Distribuída. Pesquisas recentes sobre o uso combinado de baterias têm transformado a lógica centenária dos sistemas de distribuição, que antes dependiam principalmente de uma única fonte de energia localizada em uma subestação e se ramificavam até os clientes mais distantes. De acordo com (CHAVES, 2019), o conceito de geração distribuída tem levado a um aumento significativo de sua potência instalada em todo o país, causando mudanças consideráveis nas características do sistema elétrico brasileiro. Essas transformações exigem novas avaliações do sistema, considerando como a inserção de fontes de geração distribuída pode

afetar a operação do sistema, gerar falhas na proteção e impactar na qualidade da energia fornecida aos consumidores.

A próxima etapa da pesquisa consistiu no estudo e compreensão dos artigos selecionados, a fim de estabelecer uma base sólida de estudos relacionados ao tema proposto. A seleção dos trabalhos mais relevantes foi realizada por meio da leitura dos 20 artigos obtidos na busca. Foram selecionados artigos que apresentavam similaridade e relação com o foco do trabalho, incluindo aderência e aplicações em contextos comparáveis ao objeto de estudo. Com base nessa premissa, destacaram-se quatro estudos que serviram como base para dar continuidade à pesquisa e são tabulados na Tabela 10.

Tabela 10 – Artigos Selecionados

Índice	Autores	Ano	Título	Técnica/Método
1	Alikbar Dalyan; Mohammad Ali Dalyan	2019	Determine the Optimal Location and Capacity of Wind and Solar Resources in the Presence of Batteries with the aim of Improving the Quality of Power Distribution Network	Algoritmo de Otimização de Busca de Grupo Aprimorada (IGSO)
2	Medyan Shen; Zhesheng Hu; Li Yang; Fei Chen	2018	Dual-Q Theory Based Optimal Ordering Method for Distribution Network Planning Projects Considering Strong Couplings	Logica Fuzzy e Otimização Dual-Q
3	Brian J. Piere; Bryan Arguello	2018	Investment Optimization to Improve Power Distribution System Reliability Metrics	Otimização Não Linear com Formulação e Simplificação
4	Hamed Mirsaedi; Alireza Fereidunian; Seyed Mohsen Mohammadi-Hosseinijad; Payaman Dehghanian; Hamid Lesani	2018	Long-Term Maintenance Scheduling and Budgeting in Electricity Distribution Systems Equipped With Automatic Switches	Otimização

Fonte: Elaborado pelo Autor

Segundo (DAIYAN; DAIYAN, 2019), foram analisadas três fontes de energia: solar, turbinas eólicas e baterias, a fim de propor uma maior confiabilidade do sistema de distribuição e reduzir as perdas de energia. Foram utilizados dois indicadores de confiabilidade na função objetivo, o SAIDI e o SAIFI, e foram definidas duas funções objetivo para melhorar a confiabilidade e reduzir as perdas de energia no sistema de distribuição. Na primeira função objetivo, priorizou-se a minimização dos custos totais da rede, enquanto na segunda função objetivo, os valores foram normalizados e a minimização foi realizada de forma paramétrica. A solução proposta foi obtida por meio do algoritmo de Otimização de Busca de Grupo Aprimorada (IGSO), com o objetivo de reduzir o SAIDI e o SAIFI.

De acordo com (SHEN et al., 2018), é proposta a utilização de uma metodologia de ordenação ótima para projetos de planejamento de redes de distribuição (DNPP), levando em consideração as características de acoplamento entre os DNPPs. A teoria fuzzy é introduzida para analisar a relação de acoplamento de benefícios entre os DNPPs e construir uma matriz de relacionamento. Em seguida, são consideradas as características de acoplamento entre os DNPPs, utilizando o modelo de seleção de otimização de Weingartner como protótipo, sendo o modelo de ordenação ideal baseado na teoria dual-Q para DNPP. O modelo de ordenação ideal proposto tem como função objetivo maximizar a redução do índice de duração média de interrupção do sistema (SAIDI). As restrições incluem limites orçamentários, períodos de projeto e outras condições, e as variáveis de decisão incluem os projetos selecionados e seus períodos de construção.

Na abordagem a seguir (PIERRE; ARGUELLO, 2018), são utilizados os dados históricos de interrupções da concessionária. Apresenta-se uma proposta para otimizar os investimentos visando maximizar a confiabilidade, ou seja, minimizar os indicadores do Índice de Duração de Interrupção Média do Sistema (SAIDI) e do Índice de Frequência de Interrupção Média do Sistema (SAIFI). Esse método é concebido para aprimorar a confiabilidade por meio de pequenos investimentos nas redes de distribuição. No entanto, não é adequado para grandes sistemas de planejamento e investimentos, pois outras preocupações econômicas e de estabilidade devem ser consideradas nessa análise.

A primeira etapa na otimização do investimento em confiabilidade é criar conjuntos de dados de interrupções para um ano futuro, com base nas funções de densidade de probabilidade dos dados históricos de interrupções. Após a criação de vários cenários de interrupção no ano futuro (provavelmente centenas), um modelo de otimização é utilizado para minimizar a interrupção em termos de SAIDI e SAIFI. Os resultados desse método podem ser usados para o planejamento do sistema de confiabilidade e fornecer informações à área de planejamento sobre quais investimentos devem ser realizados para melhorar suas métricas de confiabilidade.

De acordo com (MIRSAEEDI et al., 2018), o objetivo sugerido para cronogramas de manutenção preventiva é alocar religadores a fim de minimizar uma combinação de índices de confiabilidade baseados nos indicadores de interrupção de energia para clientes (SAIDI) e frequência de interrupção de energia para clientes (SAIFI), levando em consideração o custo. A abordagem proposta para melhorar a confiabilidade do sistema de distribuição de energia é realizar um planejamento ideal de tarefas de manutenção preventiva, considerando o custo total de confiabilidade, que engloba ações de manutenção corretiva, tarefas de manutenção preventiva e investimentos em religadores automáticos. Essa abordagem é implementada em três cenários diferentes: (1) colocação de religadores, (2) agendamento de tarefas de manutenção preventiva e gerenciamento de orçamento, e (3) análise de sensibilidade múltipla. Esses cenários são aplicados em um sistema de teste de confiabilidade padrão (RBTS4) para demonstrar a eficácia e o desempenho da estrutura proposta.

O tema da otimização dos indicadores de qualidade e continuidade tem sido foco de estudos com uma diversidade imensa de aplicações. Os trabalhos relacionados propõem diferentes formas de melhorar o desempenho técnico, operacional e financeiro, utilizando diversas técnicas de acordo com o resultado considerado mais adequado para cada aplicação. Ou seja, um mesmo problema de otimização pode ter soluções diferentes ou até mesmo uma solução mais eficiente se aplicadas técnicas e métodos distintos. Diante disso, as referências e soluções propostas servem para comparar o método proposto pelo autor e sua abordagem para o problema de otimização, levando em consideração o que já foi estudado e aplicado como metodologia e técnica matemática de solução, visto que as possibilidades

são vastas.

De forma peculiar, o presente estudo tem como ponto de inovação o desenvolvimento de uma metodologia que possibilite comparar o impacto do DEC Programado em uma distribuidora de grande porte, levando em consideração os atributos de cada unidade de negócio (UN). Ao definir corretamente os atributos e compará-los com os dados reais, será possível observar o quanto os investimentos estão otimizados em comparação com outras unidades de negócio, e propor uma otimização do indicador que capture as diferenças e indique um caminho eficiente para reduzir os impactos aos clientes durante a execução de obras na rede de distribuição.

4 METODOLOGIA

Um ponto em comum de todas as distribuidoras de energia elétrica é a necessidade de atender às resoluções e suas atualizações periódicas, bem como realizar modificações constantes em seus processos e atualizar os sistemas técnicos e comerciais de forma ágil e assertiva. Para realizar essa tarefa de maneira integrada, é fundamental que o corpo técnico e gerencial das empresas tenha a capacidade de construir, revisar e implementar processos que atendam aos clientes, ao mercado, à comunidade, aos acionistas e demais partes interessadas.

Diante de tamanha complexidade, as distribuidoras precisam investir na rede de distribuição com um indicador ideal de interrupção programada, de modo que as obras de manutenção e melhorias não piorem o indicador global ou levem a empresa a pagar multas e penalidades por ultrapassar os limites regulatórios, mesmo que esse efeito seja causado por investimentos no sistema.

A proposta de definição da metodologia do estudo tem como fator crítico a utilização de dados reais de uma distribuidora de energia elétrica com área geográfica superior a 189 mil km², o que representa o dobro da área de um país como Portugal, por exemplo, que tem uma área de aproximadamente 92 mil km². A distribuidora em estudo é responsável por fornecer energia elétrica a 381 cidades, abrangendo aproximadamente 3 milhões de clientes distribuídos em diversas condições geográficas, desde a presença de vegetação até o acesso dos clientes e as condições das rodovias, ou seja, apresenta uma diversidade de elementos que impactam na operação diária de acordo com cada região.

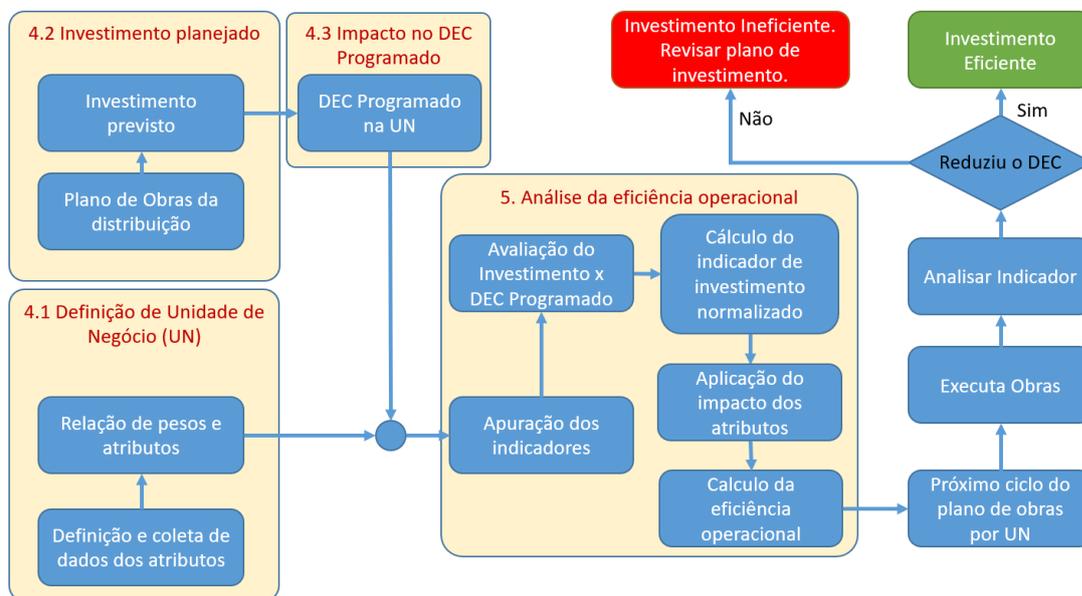
Segundo o governo estadual (fonte: <<https://estado.rs.gov.br/geografia>>), o clima do estado é subtropical e conhecido por possuir quatro estações bem definidas, com verões quentes e invernos rigorosos, caracterizando uma amplitude de temperaturas que variam de -5°C na região dos campos de cima da Serra no inverno, até temperaturas superiores a 40°C na região metropolitana durante o verão. A vegetação é composta principalmente por Campos, que ocupam mais de 70% da região, sendo áreas abertas com poucas árvores e arbustos. Algumas florestas também são encontradas no estado, porém não são densas ou fechadas, ocupando cerca de 29% do território e geralmente concentradas em regiões específicas. O relevo do Rio Grande do Sul é bastante diversificado, com a presença de planaltos ao norte e uma grande variação na região da Serra Gaúcha, onde fica, por exemplo, a cidade de Gramado.

Naturalmente, a diversidade geográfica e elétrica de um sistema com essas características traz uma enorme complexidade operacional, com o objetivo de planejar e otimizar os recursos e os investimentos de forma eficiente e com menor impacto nos clientes.

Assim, o trabalho propõe o desenvolvimento de uma metodologia abrangente, que leve em consideração as diversidades das regiões atendidas, mas que também considere os atributos representativos de cada uma dessas áreas.

Desse modo, o estudo propõe uma metodologia de comparação entre o impacto dos investimentos em cada região, levando em consideração as características e o histórico de impactos apresentados por cada unidade de negócio diante da realização de obras e manutenções na rede de distribuição. A seguir, é apresentada uma proposta de fluxograma das principais etapas do estudo, conforme ilustrado na Figura 14, permitindo visualizar as etapas críticas da metodologia e, posteriormente, a utilização dos resultados obtidos com sua aplicação.

Figura 14 – Fluxo Proposto para Construção da Metodologia



Fonte: Elaborado pelo Autor

O fluxo apresentado representa uma visão geral do método. No entanto, cada macroetapa será apresentada com o racional de construção e as observações necessárias para o entendimento do método. Será necessário explorar os impactos de cada unidade de negócio e seus respectivos atributos a fim de identificar a relação entre eles, comparando atributos de mesma característica e grandeza. Também se faz necessário apresentar as relações e características do sistema de distribuição, o investimento realizado na rede e o impacto causado nos clientes, segregando essa análise com a respectiva lógica de raciocínio.

A metodologia proposta neste capítulo define os atributos comuns às distribuidoras de energia elétrica, pois são informações compartilhadas com a ANEEL e têm relação com as variáveis que impactam significativamente no DEC Programado. Desenvolvem-se as etapas necessárias para a escolha e avaliação de cada atributo. O método a ser apresentado permitirá comparar os resultados do DEC Programado considerando os investimentos

realizados na rede e os atributos de cada sistema de distribuição onde foram aplicados.

4.1 DEFINIÇÃO DE UNIDADE DE NEGÓCIO (UN)

O método de análise e comparação dos indicadores de DEC Programado ou CHI Programado entre diferentes regiões da área de concessão, com características e tipologia de rede tão distintas, representa um desafio estratégico no setor de distribuição de energia elétrica, especialmente em países em desenvolvimento nos quais a infraestrutura do sistema de distribuição requer grandes investimentos para expansão, melhoria e até mesmo digitalização do processo de distribuição de energia elétrica.

O primeiro ponto a ser definido neste estudo é a possibilidade de dividir uma vasta área geográfica em partes comparáveis entre si. Para responder a essa questão, é necessário investigar a base de dados e a estrutura operacional das distribuidoras, avaliando o nível de segregação de dados e informações disponíveis, bem como a maneira de estabelecer uma relação entre eles. É fundamental que, nessa etapa, a base de dados seja estruturada no mesmo sistema, com a mesma metodologia de apuração e rastreabilidade dos dados, para garantir o sucesso do processo.

Levando em consideração todos esses pontos, definiu-se, nesta metodologia, que uma Unidade de Negócio (UN) é formada por uma região geográfica e elétrica com características específicas, contando com uma estrutura de gestão local composta por coordenador/líder/responsável operacional. Todos os resultados operacionais, financeiros e técnicos da distribuidora são apurados nessa estrutura. Por exemplo, se for necessário utilizar o atributo "bairro" ou "CEP" em uma UN, é imprescindível que essas informações estejam devidamente parametrizadas, apuradas e populadas em todos os sistemas da empresa para que possam ser utilizadas.

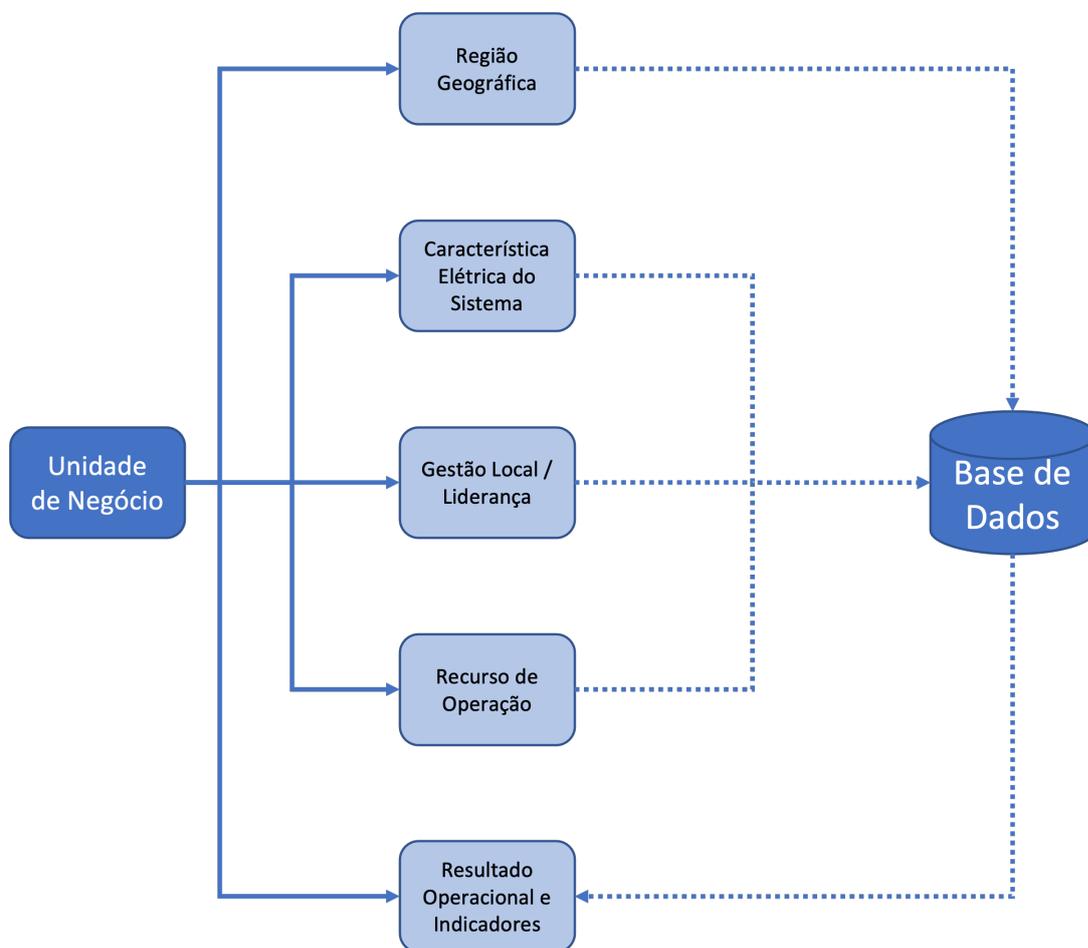
É importante também esclarecer que uma UN é composta por uma ou mais cidades agrupadas, formando uma determinada região geográfica e de demanda que justifique a existência de uma estrutura operacional de atendimento com otimização dos deslocamentos. Vale ressaltar que os conjuntos elétricos não atendem a esse critério, pois são definidos apenas a cada cinco anos no momento do fechamento da revisão tarifária. Além disso, uma cidade pode ser atendida por diversos conjuntos elétricos, no caso de grandes centros, ou um único conjunto pode atender vários municípios, no caso de redes rurais extensas e com baixa densidade de carga, o que inviabilizaria a construção de uma subestação.

A proposta também visa contribuir para que a metodologia de agrupamento por UN possa ser adaptada a qualquer estrutura de negócio, uma vez que o foco está na comparação dos atributos entre regiões com base em dados específicos de cada empresa e seus sistemas de controle e gestão, com o objetivo final de alcançar o melhor resultado possível. É comum as empresas apresentarem estruturas de gestão nas quais o objetivo é

adaptar sua operação para obter o melhor resultado e atender aos requisitos regulatórios do PRODIST, principalmente quando o foco está nos indicadores de continuidade e qualidade.

A partir da visão de uma Unidade de Negócio (UN) como uma estrutura na qual existe uma gestão local responsável pelos resultados, a Figura 15 apresenta as características que são utilizadas para definir e qualificar especificamente uma UN de uma distribuidora de energia elétrica. Vale ressaltar que esse modelo de organização pode ser adaptado caso haja interesse em ajustar as características da UN de acordo com a área de atuação ou o foco nos resultados desejados.

Figura 15 – Método de Caracterização de Unidade de Negócio



Fonte: Elaborado pelo Autor

A Figura 9 ilustra as principais características que são consideradas na definição e qualificação de uma Unidade de Negócio (UN) em uma distribuidora de energia elétrica. Essas características são fundamentais para a gestão local e para o alcance dos resultados esperados. É importante destacar que o modelo de organização apresentado pode ser adaptado para atender diferentes áreas de atuação ou objetivos específicos.

A seguir, será apresentada a proposta de UN (Unidade de Negócio) para esta distribuidora em estudo, na qual é possível ter uma dimensão espacial da distribuição das

UN no mapa geográfico de atuação da distribuidora. No próximo tópico, serão explorados os atributos nos quais as UN podem ser analisadas e de algum modo possam refletir as características no indicador de DEC Programado. A área de concessão objeto do estudo foi dividida conforme requisitos já detalhados, totalizando uma distribuição de 36 UN para cobrir a área de concessão. Cada região possui seus atributos definidos pela topologia da rede, meta regulatória do indicador de continuidade e características específicas que podem diferenciar ou mesmo aproximar de outras regiões, conforme mostrado na Figura 16. Isso ocorre porque temos UN com área geográfica reduzida e grande concentração de clientes, sendo o oposto também verificado.

Figura 16 – Dispersão Geográfica das Unidades de Negócio

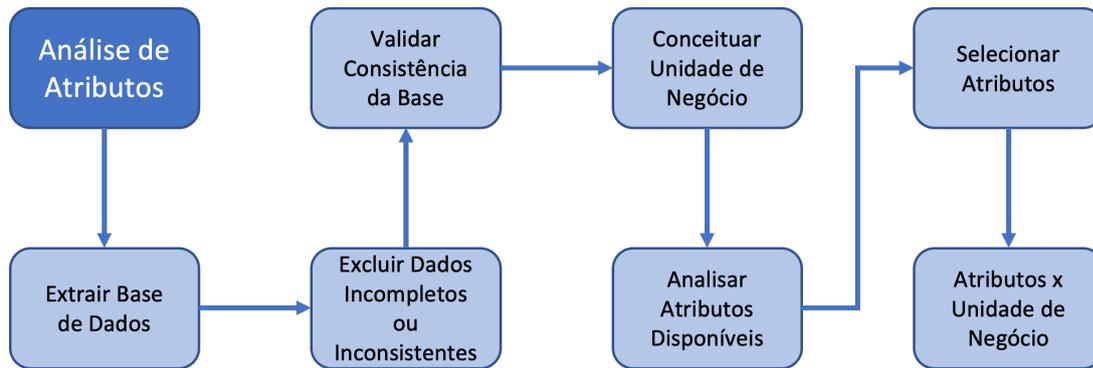


Fonte: Elaborado pelo Autor

Cada um dos marcadores destacados no mapa representa uma cidade da área de concessão da distribuidora e engloba as características necessárias para ser designada como UN. Diante da complexidade e diversidade já mencionadas, na Figura 17 é apresentado um fluxo para melhor organizar as etapas deste processo de investigação, comparação e subsequente proposta de otimização. Obter um resultado de comparação com uma metodologia específica para o indicador de duração das interrupções programadas, que seja capaz de capturar as singularidades de suas características elétricas e geográficas, representa uma inovação importante para o futuro do planejamento de uma grande empresa.

A primeira etapa na análise de atributos consistiu na extração da base de dados disponível para consulta. Essa base agrupa dados dos sistemas técnicos de operação e informações utilizadas pelas áreas de engenharia, planejamento e gestão de ativos. Essa mesma base é frequentemente utilizada para estudos e diagnósticos do sistema, além de servir como referência para o planejamento de obras de manutenção, investimento e

Figura 17 – Detalhamento do Método de Análise de Atributos



Fonte: Elaborado pelo Autor

melhoria do sistema de distribuição.

Após a extração dos dados, realizou-se a validação e o agrupamento no Excel, incluindo a limpeza e exclusão de campos com informações em branco, incompletas ou sem relação com o trabalho proposto. Por exemplo, foram excluídos dados como CEP, código de interrupções, informações de clientes e carregamentos. Essa etapa é fundamental, pois representa uma premissa importante para a continuidade do trabalho.

Posteriormente, identificou-se a Unidade de Negócio (UN) na base de dados e, em seguida, realizou-se a codificação dos dados para que fosse possível apresentá-los no trabalho científico, garantindo o sigilo das informações da distribuidora. Nessa etapa, uma codificação aleatória foi aplicada, seguida de atribuição de uma numeração sequencial. Dessa forma, preservou-se a identidade de cada UN, uma vez que o foco está no desenvolvimento do método com base em dados reais. As UNs foram numeradas aleatoriamente de 1 a 36.

A próxima etapa consistiu na seleção dos atributos relacionados ao indicador de DEC programado. Diante dos dados disponíveis, foram estabelecidas as seguintes classes de relação de atributos: Tipologia de rede, Eventos e clientes, e Investimentos e indicadores.

4.1.1 Atributos de Tipologia de Rede

Um sistema de distribuição de energia elétrica é caracterizado por um conjunto de elementos elétricos, físicos e de dados, que possuem uma determinada tecnologia de construção, operação e manutenção. Esses elementos apresentam uma necessidade de investimento e têm como resultado o impacto no indicador DEC Programado. O DEC Programado é o objeto de estudo deste trabalho e é afetado, entre outros fatores, pela condição estrutural denominada tipologia de rede neste método.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabelece que as distribuidoras mantenham uma base de ativos elétricos georreferenciada e enviem periodicamente essas informações ao órgão regulador. Isso torna os atributos de topologia de rede comuns a

todas as distribuidoras do país. A Tabela 11 tem como objetivo apresentar os atributos de topologia de rede destacados nessa categoria.

Tabela 11 – Atributos da Topologia de Rede

Unidade de Negócio	Postes				Rede		
	Postes de Concreto	Postes de Fibra	Postes de Madeira	Postes Outros	Rede Secundária (km)	Rede Primária (km)	Transformadores

Fonte: Elaborado pelo Autor

Com relação ao atributo "postes", este foi selecionado tendo em vista que sua presença e percentual na rede por unidade de negócio indicam a robustez da rede local e a quantidade de recursos financeiros e modernização necessários para realizar intervenções de manutenção e melhorias. Quanto maior for o percentual de postes de madeira na rede, maior será o recurso necessário e, conseqüentemente, o tempo para realizar obras na rede de distribuição. Percentuais elevados dessas estruturas também podem indicar que esse ativo recebeu menos investimentos no passado em comparação com outros ativos de características semelhantes. Além dessa relação, também é possível observar uma correlação com o indicador de DEC, que será abordado nos próximos tópicos. A quantidade de transformadores também é importante, pois está relacionada à extensão da rede. Redes com uma maior taxa de transformadores representam uma vantagem em intervenções com menor impacto nas interrupções, quando a intervenção ocorre predominantemente na rede de baixa tensão.

Ao observar o atributo "rede", é importante destacar que esse atributo representa não apenas o ativo da distribuidora, mas também sua extensão e características em relação ao tipo de cliente e sua dispersão geográfica. Quanto maior for a extensão da rede em relação ao número de clientes, maior será a dispersão desses clientes, exigindo um maior investimento nos ativos para manter um número reduzido de clientes com indicadores de continuidade adequados.

4.1.2 Atributos de Eventos Clientes

O indicador de continuidade DEC é impactado pelo tempo de interrupção da energia elétrica experimentado pelo conjunto de clientes. Ao reconhecer que qualquer sistema possui recursos finitos, significa que se houver um aumento significativo na frequência de eventos que causem interrupção (FEC) em um sistema de distribuição, haverá um efeito colateral no tempo de atendimento dos demais eventos em andamento. Isso ocorre devido à insuficiência de recursos para realizar todos os atendimentos, resultando em alguns eventos em aberto (aumento do DEC) até que os recursos estejam disponíveis novamente. É importante destacar que, embora DEC e FEC sejam indicadores distintos, sua relação deve ser observada. Portanto, a seleção dos atributos dos eventos é uma análise

importante, pois demonstra o nível de robustez da rede de distribuição, especialmente quando relacionada a outros atributos, como a extensão da rede em quilômetros. Nesse caso, é possível gerar um indicador de taxa de falha por quilômetro, por exemplo. A tabela 5 apresenta a seleção dos atributos relacionados a essa característica.

Tabela 12 – Atributos de Eventos e Clientes

Unidade de Negócio	Postes			Rede	
	Acionamento de Manutenção	Ocorrências Totais	Ocorrências com Interrupções	Quantidade Conjuntos	Quantidade Clientes

Fonte: Elaborado pelo Autor

O atributo "clientes" é naturalmente relevante para investigação e análise, uma vez que está presente na equação fundamental de apuração (2.1) da grande maioria dos indicadores presentes no PRODIST, além de ser o fator de maior impacto no DEC Programado. A perspectiva dos conjuntos elétricos é importante, pois fornece uma medida da complexidade da Unidade de Negócio (UN) em relação ao fornecimento de energia de fontes provenientes de diferentes subestações. A definição dos conjuntos elétricos é estabelecida pela ANEEL com base em critérios técnicos de agrupamento, abrangência de subestações e quantidade de clientes. É possível ter uma UN com apenas um conjunto elétrico, bem como outras com uma diversidade de conjuntos, indicando áreas com um maior volume de subestações e uma possível maior flexibilidade do sistema de distribuição.

4.1.3 RELAÇÃO ENTRE ATRIBUTOS DAS UNIDADES DE NEGÓCIO

O sistema de distribuição de energia apresenta uma complexidade significativa devido à falta de controle ambiental, estando exposto a diversos impactos, tais como calor, frio, chuva, vento, descargas atmosféricas, inundações, colisões, entre outros. Além disso, esse sistema abrange uma área geográfica extensa, que em grande parte corresponde à área de concessão da distribuidora. Acrescentando a essa complexidade, o sistema é composto por equipamentos que podem estar em funcionamento por longos períodos, com mais de 30 ou 40 anos, e equipamentos de última geração que são instalados no mesmo sistema, como os medidores inteligentes de última geração, que permitem a comunicação em tempo real com um centro analítico ou centro de operações inteligente. Essa situação ocorre devido às regras regulatórias que preveem diferentes períodos de depreciação para cada ativo da rede. Por esse motivo, a eficiência da distribuidora também depende de evitar a substituição de ativos que ainda não tenham sido totalmente depreciados e de realizar um planejamento preciso de manutenção e modernização.

Após o planejamento dos investimentos, de acordo com os tipos de obras a serem executadas, ocorre a etapa de execução das obras em campo, que muitas vezes envolvem a substituição de postes, condutores de energia, transformadores, instalação de chaves

telecomandadas, reguladores de tensão e outras estruturas de rede. A construção da rede de distribuição segue um padrão definido pelas normas e regulamentos de cada país, porém a área de engenharia, normas e regulamentos de cada distribuidora desempenha um papel fundamental no aprimoramento, criação e inovação de padrões de rede cada vez mais eficientes.

A metodologia de análise busca estabelecer uma relação entre os atributos mais relevantes, que podem ser comparados entre as distribuidoras, como detalhado na seção 4.1 deste trabalho. O objetivo, portanto, é comparar regiões distintas por meio da avaliação de atributos com alta correlação, que proporcionem resultados comparáveis entre si, ao mesmo tempo em que capturam as diferenças entre cada uma das unidades de negócio (UNs). O método proposto consiste em construir atributos que representem uma taxa ou grandeza que possa ser avaliada com maior precisão em relação ao resultado dos atributos e que tenha uma menor relação com a dimensão ou tamanho da respectiva unidade de negócio.

Esse método de comparação e criação de atributos comparáveis permite uma análise dos resultados de cada UN, a comparação de um grupo delas ou até mesmo a comparação com a média de todas as UNs. Para uma melhor compreensão do conceito aplicado, são apresentados os atributos de quilômetros de rede e quantidade de postes de madeira, juntamente com uma amostra do banco de dados de algumas UNs, conforme demonstrado na Tabela 13:

Tabela 13 – Comparação de atributos e suas relações

Unidade de Negócio (UN)	Km de Rede	% em relação a média	Postes de Madeira	% em relação a média	Postes de Madeira por KM	% em relação a média
Unidade 1	4.025	-15%	20.231	-15%	5,0	0%
Unidade 2	5.036	6%	22.053	-7%	4,4	-13%
Unidade 3	8.113	72%	48.453	104%	6,0	19%
Unidade 4	1.430	-70%	8.689	-63%	6,1	21%
Unidade 5	6.197	31%	30.770	30%	5,0	-1%
Unidade n	3.579	-24%	11.974	-49%	3,3	-33%
Média Total	4.730	0%	23.695	0%	5,0	0%

Fonte: Elaborado pelo Autor

O objetivo desta análise comparativa é demonstrar, com dados reais, a diversidade e complexidade que se pode observar na representatividade de cada atributo ao comparar diferentes Unidades de Negócio (UN) dentro do mesmo sistema de distribuição e estado operacional da distribuidora, sob a mesma concessão.

Nota-se que, ao utilizar o atributo "km de rede" para a comparação entre as UN, a unidade 3 se destaca significativamente, representando 72% acima da média em comparação com as demais unidades de negócio. No outro extremo da comparação, a unidade 4 se

destaca com 70% abaixo da média das unidades. Ou seja, a utilização isolada desse atributo pode levar a conclusões imprecisas ou equivocadas.

Quando se observa a relação da quantidade de postes de madeira entre as unidades, esse mesmo paradigma se mantém. A unidade 3 apresenta um valor 104% acima da média, enquanto a unidade 4 apresenta um valor 63% abaixo da média. Ao aplicar a metodologia proposta, é possível obter, por exemplo, a razão de postes de madeira por km, que permite uma comparação mais adequada em relação à robustez da rede, considerando a proporção de postes de madeira por km.

Ao realizar essa comparação em relação a 1 km de rede, obtém-se a taxa de postes de madeira por km, possibilitando uma análise com base semelhante. Ou seja, é possível avaliar quantos postes de madeira, em média, existem em 1 km de rede nas diferentes UN. Ao aplicar essa comparação, chega-se a uma taxa de 6,0 postes de madeira/km na unidade 3 e uma taxa de 6,1 postes de madeira/km para a unidade 4. Assim, em relação ao atributo de postes de madeira, pode-se concluir que a influência desse atributo nessas unidades de negócio apresenta um resultado muito próximo, com uma variação de apenas 0,1 postes de madeira/km de rede, ou um percentual de variação relativa de 1,66% entre as unidades.

Portanto, a comparação de valores absolutos de atributos pode levar a uma análise com baixa assertividade ou alto grau de distorção quando o objetivo final é ter um referencial comparativo entre eles. O método proposto, por sua vez, prevê a relação comparativa entre os atributos, buscando a melhor relação possível que represente, com maior aderência, o impacto da execução de obras programadas no sistema de distribuição de energia elétrica em diferentes cenários e unidades de negócio. Isso serve de base para a concepção do indicador inteligente de DEC Programado.

A partir do exemplo apresentado na Tabela 6, foram selecionados 7 atributos de correlação relevantes, os quais são apresentados a seguir na Tabela 14:

Tabela 14 – Relação de Atributos Selecionados para Comparação

Unidade de Negócio (UN)	Taxa de Postes de Madeira	Taxa de Cliente por Trafo	Taxa de Trafo por km de Rede	Taxa de AM por km de Rede	Taxa de Interrupções por km de rede	Taxa de Clientes por Conjunto	Taxa de Cliente por km de Rede
-------------------------	---------------------------	---------------------------	------------------------------	---------------------------	-------------------------------------	-------------------------------	--------------------------------

Fonte: Elaborado pelo Autor

Os atributos foram selecionados e definidos na metodologia por representarem os principais impactos descritos no item 4, quando foram caracterizados os atributos de uma UN. No entanto, para se adaptar à realidade específica de outras distribuidoras, esses atributos podem ser incluídos ou subtraídos da metodologia. Esses atributos foram eleitos por sua contribuição efetiva no histórico de interrupções da distribuidora.

A seguir, será realizado um detalhamento de cada um desses atributos, a fim de

elucidar os motivos que levaram à seleção e utilização dos mesmos neste trabalho. Vale ressaltar que essa escolha não representa a única forma de análise possível. No entanto, leva em consideração a premissa de analisar os temas com o intuito de observar os fenômenos relacionados ao DEC Programado e aos investimentos realizados no sistema, que impactam o objeto de estudo. Dessa forma, pode ser adaptada e aprimorada para obter resultados semelhantes em outros sistemas, considerando outros atributos que sejam objetos de estudos correlacionados ou mesmo em ambientes distintos.

4.1.4 TAXA DE POSTES DE MADEIRA

O motivo da seleção da taxa de postes de madeira é relacionar a infraestrutura atual da rede com o impacto da intervenção programada para realizar investimentos. Quanto maior for a taxa de postes de madeira por quilômetro de rede, maior será a tendência de que, para realizar uma obra nesta unidade, seja necessária uma intervenção maior de mão de obra de execução e a substituição de uma maior quantidade de materiais para o padrão atual.

O padrão de rede com postes de concreto, fibra e outros já foi estabelecido em média há cerca de uma década no Brasil, como o padrão praticado por uma parte considerável das distribuidoras. Portanto, redes com uma taxa elevada de postes de madeira por quilômetro de rede indicam redes com um volume reduzido de investimentos para melhoria e manutenção no período passado.

A taxa também é capaz de comparar as redes sem levar em consideração o valor absoluto, mas sim um índice que melhor representa a característica do sistema de distribuição a ser analisado.

4.1.5 TAXA DE CLIENTES POR TRAFÓ

Neste objeto de estudo, é importante destacar a equação (1), na qual o número de clientes afetados possui um grande impacto. No entanto, é interessante notar que o sistema de distribuição de energia de baixa tensão é composto por um circuito cujo tamanho é limitado pela rede conectada a cada transformador. O menor circuito que pode ser desligado resume-se a um transformador. Portanto, nesse caso, a quantidade de clientes por transformador é um fator de comparação a ser observado e analisado. Uma vez que o indicador DEC não considera a carga de cada cliente, a quantidade de clientes conectados em cada circuito torna-se o principal fator de investigação e análise, conforme as regras do PRODIST. A carga do cliente e seu consumo de energia possuem uma relação significativa com o cálculo das penalidades de DIC, FIC e DMIC. No entanto, para o presente estudo, esses aspectos não serão abordados.

4.1.6 TAXA TRAFÓ POR CLIENTES

Complementar ao tópico 4.1.5, foi selecionada a quantidade de transformadores por km de rede como fator de investigação e distribuição dos circuitos ao longo do sistema de distribuição. Uma taxa mais elevada de transformadores por km de rede indica uma maior concentração de circuitos para atendimento dos clientes, o que sugere a possibilidade de uma concentração de carga e/ou clientes. Portanto, esse tópico também apresenta uma forte relação com o item 4.2.7 e precisa ser avaliado em conjunto.

4.1.7 TAXA DE AM POR KM DE REDE

O processo de Acionamento de Manutenção (AM) ocorre sempre que ocorre um evento na rede de distribuição que requer uma intervenção complexa para reparo, exigindo a mobilização de uma equipe de manutenção pesada. Essa equipe é composta geralmente por um caminhão com guindaste e uma equipe composta por cinco a sete trabalhadores, que são treinados, capacitados e habilitados para realizar tarefas como substituição de postes e troca emergencial de transformadores avariados. No setor elétrico, esse trabalho também é conhecido como manutenção emergencial pesada ou obra de manutenção emergencial.

Uma taxa elevada de AM por km de rede indica que o sistema em análise apresenta uma baixa robustez de rede e, portanto, requer maiores investimentos na melhoria dos indicadores técnicos de forma global.

4.1.8 TAXA DE INTERRUPÇÕES POR KM DE REDE

O volume de interrupções em um sistema de distribuição tem sido amplamente estudado com o objetivo de buscar as melhores alternativas para reduzir esses eventos, levando em consideração o menor custo de operação ou investimento. Dentre os estudos realizados, destaca-se a análise das principais causas da descontinuidade no fornecimento por (BARROS, 2020), a avaliação da confiabilidade dos sistemas de distribuição por (CASSULA; SILVA; SACRAMENTO, 2003), a proposta de otimização da confiabilidade em sistemas de distribuição por (SILVA et al., 2020), entre muitos outros.

Ao utilizar a taxa de interrupções por quilômetro de rede, busca-se comparar o desempenho geral da rede de distribuição em diferentes unidades de negócio, mantendo a razão de comparação por quilômetro. Cada interrupção na rede, além de causar perda de faturamento devido à energia interrompida, impacta nos indicadores DEC, FEC e Compensações. Sempre que a frequência ou o período de interrupções ultrapassarem os limites estabelecidos para cada conjunto elétrico, a distribuidora deve realizar a compensação na fatura, o que reforça a necessidade de incluir esses aspectos na análise.

4.1.9 TAXA DE CLIENTES POR CONJUNTO ELÉTRICO

A continuidade do fornecimento é avaliada pela ANEEL por meio da subdivisão das distribuidoras em Conjuntos Elétricos, os quais possuem limites definidos para indicadores específicos, de acordo com a legislação vigente em 2022. É importante ressaltar que a abrangência de um conjunto elétrico pode variar, principalmente devido à concentração de clientes, dispersão geográfica e planejamento das subestações de energia responsáveis pelo fornecimento em média tensão. Conjuntos elétricos de grande porte podem abranger mais de um município, e, da mesma forma, alguns municípios podem possuir mais de um conjunto.

O número elevado de conjuntos elétricos por unidade de negócio representa maior flexibilidade operacional em relação à média tensão, uma vez que os conjuntos elétricos são agrupados com base nas subestações de distribuição de energia. Ao observar a taxa de clientes por conjunto elétrico, podemos concluir que conjuntos com alta concentração de clientes têm uma influência significativa no DEC total da distribuidora. Portanto, essa comparação é válida quando o objeto de análise é a unidade de negócio.

Sistemas ou unidades de negócio com taxas menores de clientes representam um impacto menor no DEC total. No entanto, ao analisar o serviço e o nível de serviço exigido pelos clientes atendidos naquela região, é necessário avaliar o impacto desses sistemas ou unidades de negócio em seu contexto específico.

4.1.10 TAXA DE CLIENTES POR KM DE REDE

O volume de clientes é um fator importante que influencia o indicador DEC Programado. Dessa forma, otimizar ou reduzir o número máximo de clientes afetados por uma intervenção programada representa um aumento na eficiência operacional e melhoria nos indicadores técnicos e de faturamento. A relação entre clientes por quilômetro de rede é importante, pois redes de distribuição com uma maior taxa de clientes por quilômetro podem representar redes com um menor investimento necessário por cliente. Isso ocorre porque o custo total de melhoria e manutenção por quilômetro é dividido de acordo com o volume de clientes nesse mesmo trecho. Geralmente, unidades de negócio com uma taxa mais alta de clientes são consideradas críticas, pois têm um maior impacto no DEC, enquanto a carga e o faturamento desses clientes têm um maior impacto nas compensações.

4.1.11 APURAÇÃO DA RELAÇÃO DE PESOS E ATRIBUTOS

Após a definição dos atributos a serem utilizados na metodologia, foram realizadas as etapas de relacionar os atributos e encontrar taxas que caracterizem os sistemas distintos. Essa análise e comparação buscam se aproximar da realidade de um sistema de distribuição de energia elétrica. Ao estabelecer essas relações entre os atributos, torna-se

possível comparar as unidades de negócio (UN) entre si, mantendo uma base de comparação através da combinação dos atributos que possuem maior relação com as características do sistema de distribuição e o possível impacto desse conjunto específico de atributos no indicador DEC Programado.

A próxima etapa da metodologia consistirá na aplicação de uma técnica que permita identificar os pesos de cada atributo em relação aos demais atributos do sistema. Em um sistema de distribuição, a interação entre as partes ocorre de forma a gerar uma influência mútua. Portanto, mensurar o impacto de cada atributo se torna fundamental. Será necessária uma técnica multicritério para equacionar esse problema.

Complementando o detalhado no capítulo 3, (JÚNIOR et al., 2018) apresenta uma análise que aponta um caminho para determinar uma boa escolha para a solução de problemas multicritérios. A partir dessa opção, o método AHP foi selecionado como ferramenta de análise, pois busca a melhor decisão em relação ao impacto dos atributos em um sistema de distribuição complexo com diversos atributos. O método AHP auxilia as pessoas a escolher e justificar sua escolha com base em matemática e na experiência de especialistas em uma determinada área do conhecimento. O método divide um problema em subproblemas e, em seguida, agrega as soluções dos subproblemas em uma solução geral, facilitando a tomada de decisão ao organizar percepções, sentimentos, julgamentos e memórias em uma estrutura que exhibe as forças influentes na decisão e gera um resultado numérico e conclusivo sobre o impacto dos atributos de rede no indicador DEC Programado.

Seguindo a aplicação da ferramenta, inicialmente, foi definida a relação das alternativas e critérios de avaliação com base na análise de atributos apresentada no item 4.1.2. A partir de então, os critérios foram definidos e organizados para a aplicação do método AHP, conforme apresentado na Tabela 15, que enumera os critérios para posterior utilização.

Tabela 15 – Critérios Selecionados no Método

Aplicação do Método	7 Critérios
1	Taxa de Postes de Madeira
2	Taxa de Cliente por Trafo
3	Taxa de Trafo por km de Rede
4	Taxa de AM por km de rede
5	Taxa de Interrupção por km de rede
6	Taxa de Clientes por Conjunto
7	Taxa de Cliente por km

Fonte: Elaborado pelo Autor

Após a seleção dos critérios previstos no método AHP, a próxima etapa é a aplicação da escala de importância entre os critérios selecionados, sendo que para facilitar a compreensão da aplicação é apresentada na Tabela 16:

A etapa seguinte do método consistiu em realizar a comparação da influência de

Tabela 16 – Escala de Importância do Método AHP

Escala	Explicação	Valor
Mesma Importância	As duas atividades contribuem igualmente para o objetivo	1
	Intermediário	2
Importância pequena de uma sobre a outra	A experiência e o julgamento favorecem levemente uma atividade em relação à outra.	3
	Intermediário	4
Importância grande ou essencial	A experiência e o julgamento favorecem fortemente uma atividade em relação à outra.	5
	Intermediário	6
Importância muito grande ou demonstrada	Uma atividade é muito fortemente favorecida em relação à outra; sua dominação de importância é demonstrada na prática.	7
	Intermediário	8
Importância absoluta	A evidência favorece uma atividade em relação à outra com mais alto grau de certeza.	9

Fonte: Adaptado de (PUC-RIO, 2021)

cada critério inicialmente definido com os demais critérios, utilizando as respectivas escalas de importância. Essa tarefa é crítica na metodologia, pois requer o debate da experiência adquirida por diversos profissionais do setor, a fim de encontrar uma avaliação que indique o melhor caminho, levando em consideração a visão multidisciplinar de especialistas.

Para aumentar a assertividade nessa etapa, contamos com a contribuição de um engenheiro especializado em gestão de ativos, um engenheiro de análise de indicadores da diretoria de operações, um engenheiro de planejamento responsável pela elaboração dos planos de melhoria e manutenção, um especialista em regulação técnica e dois professores doutores na área de engenharia elétrica, com trabalhos publicados e pesquisas sobre qualidade e continuidade no fornecimento de energia elétrica. Esse time de especialistas tem como objetivo realizar a melhor avaliação possível dos critérios, com base em uma perspectiva técnica, experiência profissional e visão acadêmica especializada.

Com base nessa criteriosa avaliação de cada atributo, construímos a Tabela 25 para a comparação paritária dos critérios em relação ao impacto dos atributos no DEC Programado. Utilizamos uma escala de até 5 nessa avaliação, uma vez que a complexidade do sistema de distribuição indica que não é recomendável atribuir uma escala maior, devido ao forte impacto que os atributos têm entre si. Ou seja, pelas taxas detalhadas dos atributos, é pertinente afirmar que nenhum critério apresenta importância absoluta, conforme apresentado na tabela 17. De acordo com (SAATY, 1990), a aplicação do AHP contempla as seguintes fases: estruturação dos critérios de importância e alternativas, coleta de julgamentos, cálculo de prioridades, verificação da consistência do julgamento e, por último, o cálculo das prioridades globais das alternativas.

A estruturação dos critérios consiste em modelar o problema de decisão em uma estrutura hierárquica, que parte do objetivo principal e se desdobra em vários critérios necessários para alcançar esse objetivo. Seguindo esse raciocínio, apresentamos na Tabela 17

a matriz de comparação, após a etapa de estruturação dos critérios e coleta de julgamentos.

Tabela 17 – Matriz de Comparação dos Critérios

Critério 1	Matriz de Comparação dos Critérios															Critério 2		
Taxa de Postes de Madeira	9	8	7	6	X	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Taxa de Cliente por Trafo
Taxa de Postes de Madeira	9	8	7	6	X	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Taxa de Trafo por km de Rede
Taxa de Postes de Madeira	9	8	7	6	5	4	3	2	1	X	3	4	5	6	7	8	9	Taxa de AM por km de Rede
Taxa de Postes de Madeira	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	X	5	6	7	8	9	Taxa de Interrupções por km de Rede
Taxa de Postes de Madeira	9	8	7	6	5	4	3	X	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Taxa de Clientes por Conjunto
Taxa de Postes de Madeira	9	8	7	6	5	4	3	2	1	X	3	4	5	6	7	8	9	Taxa de Cliente por km de Rede
Taxa de Clientes por Trafo	9	8	7	6	5	4	X	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Taxa de Trafo por km de Rede
Taxa de Clientes por Trafo	9	8	7	6	5	4	3	2	1	X	3	4	5	6	7	8	9	Taxa de AM por km de Rede
Taxa de Clientes por Trafo	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	X	5	6	7	8	9	Taxa de Interrupção por km de Rede
Taxa de Clientes por Trafo	9	8	7	6	5	4	3	X	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Taxa de Clientes por Conjunto
Taxa de Clientes por Trafo	9	8	7	6	5	4	3	2	1	X	3	4	5	6	7	8	9	Taxa de Cliente por km de Rede
Taxa de Trafo por km de Rede	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	3	X	5	6	7	8	9	Taxa de AM por Km de Rede
Taxa de Trafo por km de Rede	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	X	4	5	6	7	8	9	Taxa de Interrupções por km de Rede
Taxa de Trafo por km de Rede	9	8	7	6	5	4	3	2	1	X	3	4	5	6	7	8	9	Taxa de Clientes por Conjunto
Taxa de Trafo por km de Rede	9	8	7	6	5	4	3	2	1	X	3	4	5	6	7	8	9	Taxa de Clientes por km de Rede
Taxa de AM por KM de Rede	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	X	4	5	6	7	8	9	Taxa de Interrupções por km de Rede
Taxa de AM por KM de Rede	9	8	7	6	5	4	3	X	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Taxa de Clientes por Conjunto
Taxa de AM por KM de Rede	9	8	7	6	5	4	3	X	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Taxa de Clientes por km de Rede
Taxa de Interrupções por km de rede	9	8	7	6	X	4	3	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Taxa de Clientes por Conjunto
Taxa de Interrupções por km de rede	9	8	7	6	5	4	X	2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Taxa de Clientes por km de Rede
Taxa de Clientes por Conjunto	9	8	7	6	5	4	3	2	1	2	X	4	5	6	7	8	9	Taxa de Clientes por km de Rede

Fonte: Elaborado pelo autor

Seguindo as etapas definidas por (SAATY, 1990), é realizada a aplicação da matriz de julgamento de critérios, na qual deve ser observado os cuidados necessários para a sua aplicação. A Tabela 27 demonstra a organização na forma matricial com o detalhamento dos julgamentos realizados pelo grupo de especialistas multidisciplinares. Já a Tabela 18 apresenta a matriz adequada para o formato de matriz de julgamento de critérios. Nesta aplicação, utilizou-se a ferramenta do Excel para apurar os valores da matriz.

Tabela 18 – Matriz de julgamento dos critérios

	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7
C1	1	3	3	1/2	1/4	2	1/2
C2	1/3	1	3	1/2	1/4	2	1/2
C3	1/3	1/3	1	1/4	1/3	1/2	1/2
C4	2	2	4	1	1/3	2	2
C5	4	4	3	3	1	5	3
C6	1/2	1/2	2	1/2	1/5	1	1/3
C7	2	2	2	1/2	1/3	3	1

Fonte: Elaborado pelo autor

Onde:

Em seguida essa matriz é normalizada, considerando como valor de base o somatório de cada uma das colunas de critérios com o objetivo de apurar a relação percentual de cada critério em comparação com os demais, desta forma é apresentado na Tabela 20, a normalização obtida para este estudo.

De posse da matriz normalizada, é calculado o valor de W, que corresponde ao peso de cada critério em relação aos demais critérios. Esse valor é calculado pela média

Tabela 19 – Critérios Utilizados para a Comparação Paritéria]

Critério	Descrição
C1	Taxa de Postes de Madeira
C2	Taxa de Clientes por Trafo
C3	Taxa de Trafo por Km de Rede
C4	Taxa de AM por Km de Rede
C5	Taxa de Interrupção por Km de Rede
C6	Taxa de Clientes por Conjunto
C7	Taxa de Clientes por Km de Rede

Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 20 – Matriz Normalizada

	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7
C1	0,098	0,234	0,167	0,08	0,093	0,129	0,064
C2	0,033	0,078	0,0167	0,080	0,093	0,129	0,064
C3	0,033	0,026	0,056	0,040	0,123	0,032	0,064
C4	0,197	0,156	0,222	0,160	0,123	0,129	0,255
C5	0,393	0,312	0,167	0,048	0,370	0,323	0,383
C6	0,049	0,039	0,111	0,808	0,074	0,065	0,043
C7	0,197	0,156	0,111	0,080	0,123	0,194	0,128

Fonte: Elaborado pelo autor

de cada linha da matriz normalizada, tendo como resultado os valores apresentados na Tabela 21

Tabela 21 – Pesos dos Critérios

	W
C1	0,123
C2	0,092
C3	0,053
C4	0,178
C5	0,347
C6	0,066
C7	0,141

Fonte: Elaborado pelo autor

Em seguida é calculado o parâmetro WS, apresentado na Tabela 22, através do produto da matriz de julgamento pelo vetor W.

Tabela 22 – Pesos dos Critérios

WS	
C1	0,937
C2	0,671
C3	0,389
C4	1,351
C5	2,653
C6	0,485
C7	1,080

Fonte: Elaborado pelo autor

Calcula-se então o autovetor dos critérios, visto na Tabela 23, obtido pela relação WS/W.

Tabela 23 – Pesos dos Critérios

Autovetor	
C1	7,588
C2	7,305
C3	7,277
C4	7,612
C5	7,650
C6	7,380
C7	7,651

Fonte: Elaborado pelo autor

A partir do autovetor é calculado o autovalor λ_{max} , dado pela média dos valores do autovetor, e em seguida o índice de consistência IC, definido pela equação 4.1 que é apresentada abaixo:

$$n - 1 \tag{4.1}$$

onde:

n = o número de critérios utilizados, representando a ordem da matriz de julgamento. A próxima etapa da aplicação da ferramenta AHP foi calcular Razão de Consistência dos julgamentos, denotada por $RC = IC/R$, onde R é o Índice de Consistência Randômico obtido para uma matriz recíproca de ordem n , com elementos não-negativos, na qual o objetivo é obter uma RC inferior a 0,1 ou 10%. Os valores de R , de acordo com a ordem da matriz, são apresentados na Tabela 24.

Tabela 24 – Valores de IR de acordo com a ordem da Matriz de Julgamentos

Ordem da Matriz	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Valores de IR	0,00	0,58	0,90	1,12	1,24	1,32	1,41	1,45	1,51

Fonte: Elaborado pelo autor

Na próxima etapa da aplicação da ferramenta AHP, foram obtidos os valores para cada etapa da verificação da consistência dos julgamentos realizados, os quais são apresentados na Tabela 25 e foram calculados na ferramenta excel.

Tabela 25 – Verificação da Razão de Consistência

Autovalor	7,495
IC	0,082
R	1,320
RC	0,062

Fonte: Elaborado pelo autor

Ainda segundo o MÉTODO (PUC-RIO, 2021) é obrigatório realizar o comparativo com o resultado obtido para RC nesta aplicação com as referências pré-estabelecidas na tabela 26, que prevê para uma matriz de ordem 7 (aplicada neste estudo) o limite de R, o estudo obteve um resultado de $RC = 0,062$ ou 6,2% o que é considerado como adequado quando comparado ao limite estabelecido (inferior a 1%). Como resultado desta metodologia está apresentada a seguir o Tabela 26 que representa a relação obtida do impacto de cada critério estudado em relação ao conjunto de critérios selecionados na aplicação da metodologia:

Tabela 26 – Relação dos Pesos Entre os Critérios Estudados

Critério	Descrição	Peso	Percentual (%)
C5	Taxa de Interrupções por Km de rede	0,347	34,7
C4	Taxa de AM por Km de Rede	0,178	17,8
C7	Taxa de Cliente por Km de Rede	0,141	14,1
C1	Taxa de Postes de Madeira	0,123	12,3
C2	Taxa de Cliente por Trafo	0,092	9,2
C6	Taxa de Clientes por Conjunto	0,066	6,6
C3	Taxa de Trafo por Km de Rede	0,053	5,3
		1,00	100,0

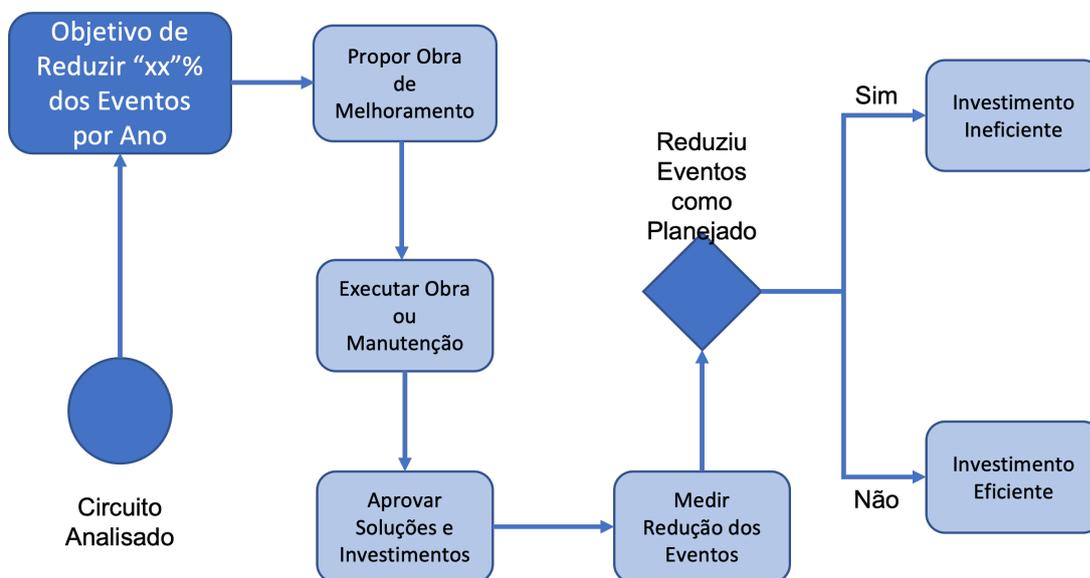
Fonte: Elaborado pelo autor

A partir da obtenção dos pesos de cada critério em cada UN é possível definir o quanto cada uma delas é impactada por cada atributo proporcional a característica específica da região estudada, ou seja, se torna possível comparar todas as UN considerando o quanto cada uma é afetada por seus atributos em relação ao DEC Programado. A seguir será abordado sobre a relação dos investimento e do indicador que a realização destas obras trazem de impacto aos clientes.

4.2 Investimento Planejado

Após definir os atributos de rede se faz necessário investigar a realização dos investimentos em cada UN. A realização de investimentos é reconhecidamente o ponto no qual os executivos e diretores das distribuidoras tem a maior responsabilidade, pois o correto planejamento (definição das prioridades) e principalmente o retorno esperado é que vão definir a eficiência da distribuidora em melhorar os seus resultados operacionais ao longo do tempo. A figura 18 apresenta de uma forma simplificada o processo de investimento em uma empresa de distribuição de energia elétrica no cenário regulado da ANEEL:

Figura 18 – Investimentos no Sistema de Distribuição de Energia



Fonte: Elaborado pelo autor

Cabe destacar que a avaliação do retorno dos investimentos pode ocorrer em horizontes temporais distintos. Alguns investimentos são medidos de forma instantânea após a conclusão da obra, como, por exemplo, em obras de correção do nível de tensão, onde é instalado um medidor de análise de grandezas elétricas (tensão e corrente) para

confirmar a qualidade do fornecimento dentro dos padrões. Por outro lado, existem obras de melhoramento e expansão do sistema de distribuição que possuem medições anuais, como a revisão das perdas técnicas ou a redução de ocorrências, no caso mais específico de melhoramento e manutenção preventiva. As medições têm o propósito de aferir se o investimento foi eficiente ou imprudente.

Tendo em vista que o investimento é um fator decisivo, o estudo prevê investigar esse atributo não de forma isolada, mas sim analisar suas relações com os demais atributos já apresentados no trabalho. Os indicadores de DEC e DEC Programado, apresentados na Tabela 27, representam o impacto nas unidades de negócio e possuem forte relação com a realização de investimentos eficientes, imprudentes ou mesmo a ausência de investimentos recorrentes.

O objetivo do estudo não é analisar ou desconsiderar as ações e medidas no âmbito da operação, logística, gestão do manejo da vegetação e limpeza de rede, proteção ou outros fatores de gestão que impactam nos resultados, mas sim focar no impacto dos investimentos na parcela do DEC Programado e investigar e propor um indicador otimizado que poderá servir de referência para um planejamento mais assertivo dos investimentos.

Tabela 27 – Atributos de investimento e indicadores

	Investimentos	Indicador	
Unidade de Negócio	Investimento CAPEX(R\$ MM)	DEC Realizado	DEC Programado

Fonte: Elaborado pelo Autor

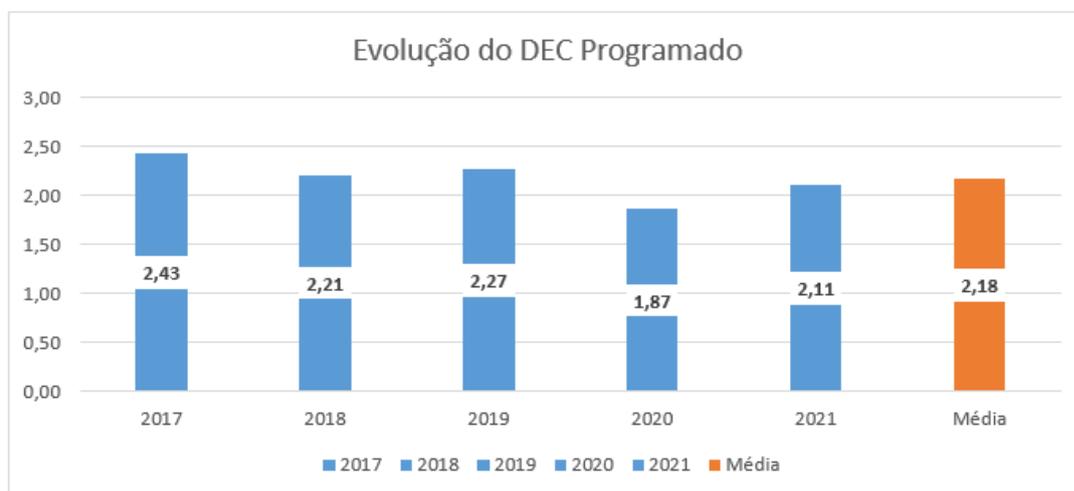
O atributo de área geográfica em km^2 não foi selecionado como um atributo direto para esta análise. Isso se deve ao fato de que a distribuidora possui como principal ativo a rede de distribuição e seus respectivos clientes. Em outras palavras, a rede é o meio pelo qual os clientes são atendidos. Portanto, caso haja novos clientes em uma área sem cobertura da rede, será responsabilidade da distribuidora expandir a rede ou melhorar as condições da rede existente de acordo com as necessidades dos clientes.

A área geográfica, dessa forma, está representada de maneira indireta no estudo através de outros atributos, como a extensão da rede em quilômetros, a quantidade de clientes e o número de transformadores. Esses atributos indiretos possuem uma correlação mais forte com a área geográfica. No caso de estudos com foco no DEC Emergencial, a área geográfica é um fator determinante, uma vez que impacta diretamente no tempo de deslocamento das equipes para o atendimento de eventos de falta de energia.

4.3 Impacto no DEC Programado

Conforme exposto anteriormente no Capítulo 2, as características da execução das obras de expansão, manutenção e melhoria do sistema de distribuição têm ganhado relevância. Isso é especialmente observado quando se analisa o crescimento do indicador programado de DEC em relação ao total do indicador percebido pelo cliente. Ao examinar os últimos cinco anos, correspondentes a um ciclo de revisão tarifária no contrato de concessão da distribuidora RGE Sul, é possível observar na evolução do DEC um patamar com pouca variação absoluta, conforme demonstrado na Figura 19, ao avaliar o histórico do DEC nas distribuidoras do estado do Rio Grande do Sul.

Figura 19 – Histórico DEC Programado no Estado do Rio Grande do Sul

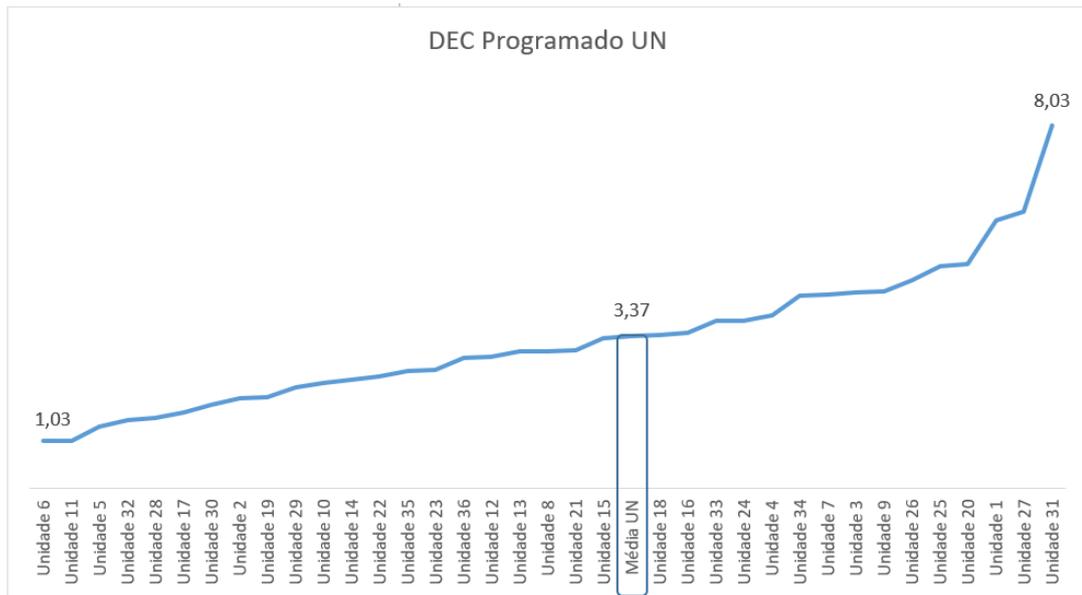


Fonte: Elaborado pelo Autor

Contudo, como já foi destacado no item 2.3 deste estudo, o percentual atribuído ao DEC Programado praticamente dobrou em relação ao DEC total. Isso ocorre devido à trajetória decrescente estabelecida pela meta regulatória, que prioriza a melhoria contínua na prestação do serviço essencial de energia elétrica. É necessário investigar o comportamento e o impacto do DEC Programado em cada Unidade de Negócio (UN). Em um sistema de grandes proporções e com desafios operacionais, é importante compreender a contribuição de cada UN para o desempenho da distribuidora e verificar se esse impacto nos clientes está sendo eficiente. Para avançar nessa investigação, será apresentado na Figura 20 um gráfico com a apuração do DEC Programado em cada UN ao longo dos últimos três anos, servindo como base comparativa também para a análise dos investimentos realizados.

Ao visualizar o resultado do DEC programado no período, é evidente a existência de uma grande variabilidade quanto ao impacto que algumas unidades de negócio (UN) estão expostas em comparação com outras. Nota-se uma variabilidade de aproximadamente 800% entre a UN com o menor DEC Programado (1,03) e a UN com o maior DEC Programado

Figura 20 – Histórico DEC Programado em cada UN (RS)



Fonte: Elaborado pelo Autor

(8,03). Esse fato chama a atenção e direciona para a necessidade de investigação, a fim de apurar se há oportunidades de eficiência entre as UN ou se esse resultado está adequado.

Cabe ressaltar que esse impacto no DEC Programado é resultado do processo de execução de obras. Portanto, no próximo capítulo, será apresentada a avaliação considerando o investimento, o DEC Programado e o impacto dos atributos de rede determinados no item 4.1 deste capítulo. Dessa forma, será possível concluir sobre a eficiência de cada UN, considerando todas as variáveis e impactos detalhados ao longo deste estudo.

5 ANÁLISE DA EFICIÊNCIA OPERACIONAL

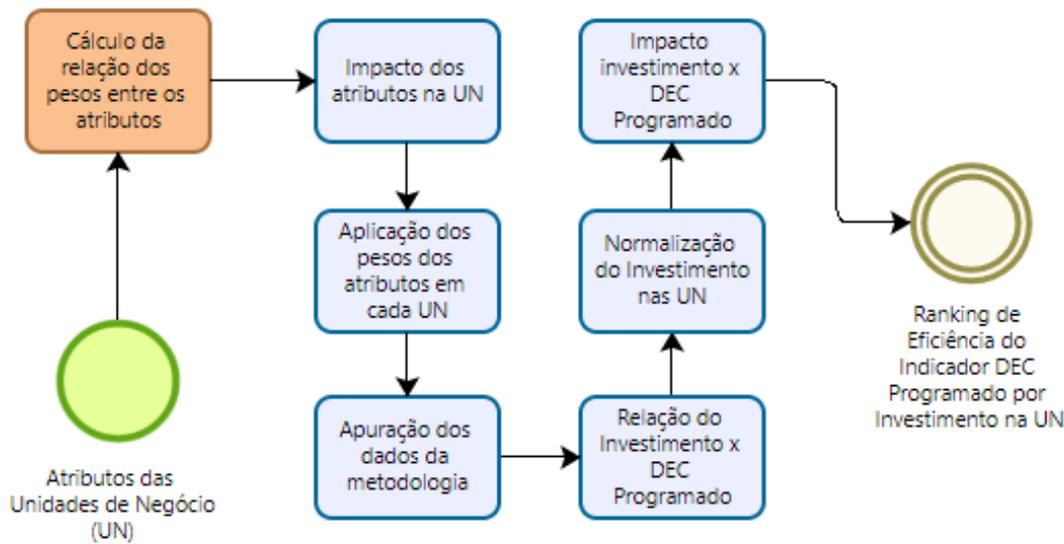
A definição dos dados a serem utilizados configura-se como uma etapa chave na aplicação da metodologia apresentada. Isso ocorre porque é necessário selecionar, dentre uma infinidade de dados, as informações relevantes a serem apuradas e utilizadas na composição de um indicador que traga assertividade para a tomada de decisão das áreas responsáveis pelo planejamento das obras, dos gestores da operação e dos executores que colocam em prática o que foi planejado pelas áreas competentes.

Nesta etapa do trabalho, realiza-se a apuração e aplicação dos dados da distribuidora, a fim de mensurar o comportamento de cada unidade de negócio (UN) em relação ao investimento realizado na rede de distribuição e o impacto do indicador DEC programado, levando em consideração os atributos de cada UN. No entanto, esse processo exige a realização de etapas sequenciais que possibilitem a aplicação da mesma metodologia em diferentes segmentos ou modelos de negócios, nos quais se tenha o objetivo de comparação, considerando o peso, a relação e a importância de cada atributo. Esses atributos são determinados conforme proposto no capítulo 4, que apresenta a visão geral da metodologia e a apuração da eficiência do investimento.

Para uma compreensão mais clara das etapas a serem executadas neste capítulo, será apresentado na Figura 21 um caminho que segue as etapas-chave para que o trabalho apresente um resultado que auxilie e sirva de subsídio para fomentar e até revisar o planejamento das obras em algumas unidades de negócio. Além disso, essa análise pode subsidiar aprofundamentos junto à ANEEL sobre os debates necessários em relação aos limites regulatórios e à necessidade de investimentos, sem ultrapassar o próprio limite de continuidade.

O objetivo final da aplicação da metodologia proposta é realizar uma avaliação dos sobre a eficiência na execução dos investimentos durante a sua realização, ou seja, se os clientes estão sendo impactados com o mínimo tempo possível de interrupção durante os eventos programados. A metodologia apresenta um ranking de eficiência considerando todos os impactos mapeados e deixando o legado para que novos estudos possam ser realizados ou mesmo apresentados a ANEEL a fim de aperfeiçoar a prestação do serviço de distribuição tanto para o cliente quanto para as empresas que detêm os direitos junto aos contratos de concessão. De acordo com estudos que vem sendo realizados, a medição da eficiência tem gerado um grande interesse em especial no setor elétrico, visto que a ANEEL tem apontado o caminho da comparação na qual a empresa de melhor desempenho passa a estar no referencial de eficiência e as demais passam a perseguir este resultado. Segundo

Figura 21 – Fluxo para o Ranking de Eficiência



Fonte: Elaborado pelo Autor

(BASTOS et al., 2018), foi realizado um amplo estudo para encontrar a eficiência econômica relativa das empresas brasileiras distribuidoras de energia elétrica na qual segundo a autora é explorado a metodologia semelhante a ANEEL para sua classificação. Neste estudo é realizado o comparativo com o intuito de criar um ranking de eficiência que serve de análise entre as 33 distribuidoras que foram estudadas. Seguindo o caminho na busca de eficiência, o autor (JUNIOR; RODRIGUES, 2017) realizou um uma pesquisa a fim de avaliar a eficiência de 61 distribuidoras de energia elétrica que compõe o SEB, pois desde a implementação pela ANEEL, em sua segunda revisão tarifaria, foi definido o benchmarking regulatório como referência para mediação global da eficiência das distribuidoras. No seu trabalho o autor apresenta como contribuição após a realização de várias análises a Tabela 28, na qual as distribuidoras são classificadas por regiões, nas quais as regiões mais afastadas do Sudeste vão tendo sua eficiência reduzida.

Tabela 28 – Grupos de eficiência por região

Grupo de Eficiência	Centro Oeste	Nordeste	Norte	Sudeste	Sul
<70%	60%	73%	86%	38%	65%
70 - 90%	20%	9%	-	29%	18%
90 - 99%	-	-	-	14%	12%
100%	20%	18%	14%	19%	5%

Fonte: (JUNIOR; RODRIGUES, 2017)

Neste cenário, é interessante realizar a classificação das empresas em *cluster* regi-

onais. Dessa forma, é possível afirmar que, mesmo em regiões semelhantes, a forma de gestão da empresa, o planejamento, a qualidade da mão de obra e os recursos envolvidos fazem a diferença no resultado final das operações. Por exemplo, na região Norte, embora 84% das empresas estejam abaixo de 70%, 14% delas estão entre as mais eficientes do Brasil. A seguir, será realizado o detalhamento e a explanação de cada uma das etapas realizadas, bem como a motivação que determinou esse caminho de análise. Considerando que o tema é de grande complexidade, devido às várias etapas e áreas envolvidas no processo de realização dos investimentos, incluindo aquelas não relacionadas à execução física e ao acompanhamento em campo, este estudo também tem o objetivo de tornar essa metodologia uma ferramenta de apoio e validação dos planos de investimentos futuros, conforme apresentado na Figura 9 - Fluxo da Metodologia Proposta.

5.1 IMPACTO DOS ATRIBUTOS DAS UN

Nesta etapa, é realizada a aplicação dos valores de cada atributo da rede em estudo, que representam a diversidade das características da rede de distribuição em cada local, conforme apresentado no Capítulo 2. Cabe destacar que, neste momento, serão aplicados os valores reais dos atributos de cada UN, resultando no conhecimento da taxa de cada atributo em sua respectiva UN. No Anexo 4, estão detalhados os valores de cada UN e de cada atributo que determinaram as respectivas taxas, servindo como base estatística para a realização das avaliações no presente trabalho.

5.1.1 Cálculo do Impacto por UN

Com base na metodologia, neste momento é realizado o cálculo da taxa de cada atributo considerando sua abrangência e impacto relativo, conforme os valores apurados na Tabela 29. Para realizar a comparação na mesma base de dados, foi realizada a normalização dos valores de cada taxa, com o objetivo de ter todas as taxas em um mesmo referencial, preservando o impacto e a essência da UN.

Tabela 29 – Taxa dos atributos em cada UN

Unidade de Negócio (UN)	Taxa de Postes de Madeira	Taxa de Cliente por Trafo	Taxa de Trafo por KM de Rede	Taxa de AM por Km de Rede	Taxa de Interrup. por KM de rede	Taxa de Cliente por KM de Rede	Cliente por KM de Rede
Unidade 1	0,69	0,31	0,27	0,53	0,26	0,36	0,09
Unidade 2	0,42	0,37	0,70	0,69	0,27	0,64	0,27
Unidade 3	0,90	0,18	0,39	0,74	0,18	0,55	0,07

Tabela 29 – Taxa dos atributos em cada UN

Unidade de Negócio (UN)	Taxa de Postes de Madeira	Taxa de Cliente por Trafo	Taxa de Trafo por KM de Rede	Taxa de AM por Km de Rede	Taxa de Interrup. por KM de rede	Taxa de Cliente por KM de Rede	Cliente por KM de Rede
Unidade 4	0,70	0,50	0,45	0,28	0,39	0,27	0,24
Unidade 5	0,20	0,96	1,00	0,74	1,00	0,55	1,00
Unidade 6	0,47	0,53	0,74	1,00	0,32	1,00	0,41
Unidade 7	0,34	0,47	0,42	0,47	0,30	0,27	0,21
Unidade 8	0,49	0,21	0,62	0,84	0,21	0,64	0,13
Unidade 9	0,45	0,16	0,65	0,39	0,20	0,18	0,11
Unidade 10	0,50	0,25	0,53	0,59	0,21	0,73	0,14
Unidade 11	0,26	0,76	0,72	0,99	0,64	0,36	0,57
Unidade 12	0,58	0,16	0,51	0,38	0,16	0,55	0,08
Unidade 13	0,49	0,33	0,59	0,75	0,34	0,64	0,20
Unidade 14	0,50	0,39	0,60	0,27	0,36	0,18	0,25
Unidade 15	0,49	0,12	0,56	0,28	0,15	0,45	0,07
Unidade 16	0,51	0,19	0,59	0,67	0,19	0,64	0,12
Unidade 17	0,34	0,87	0,84	0,57	0,82	0,73	0,77
Unidade 18	0,46	0,20	0,58	0,49	0,21	0,45	0,12
Unidade 19	0,25	0,85	0,61	0,55	0,39	0,55	0,54
Unidade 20	0,45	0,42	0,62	0,54	0,44	0,91	0,27
Unidade 21	0,64	0,26	0,59	0,85	0,26	0,73	0,16
Unidade 22	0,58	0,46	0,57	0,87	0,34	0,73	0,27
Unidade 23	0,42	0,38	0,55	0,59	0,31	0,64	0,22
Unidade 24	0,89	0,29	0,32	0,56	0,21	0,55	0,10
Unidade 25	0,82	0,17	0,38	0,77	0,19	0,55	0,07
Unidade 26	0,31	0,29	0,58	0,66	0,27	0,73	0,18
Unidade 27	0,61	0,31	0,28	0,60	0,26	0,36	0,09
Unidade 28	0,22	0,95	0,81	0,54	0,92	0,45	0,81
Unidade 29	0,47	0,58	0,64	0,70	0,55	0,64	0,39
Unidade 30	0,29	1,00	0,75	0,56	0,88	0,64	0,78
Unidade 31	1,00	0,13	0,52	0,32	0,18	0,27	0,07
Unidade 32	0,32	0,36	0,71	0,62	0,33	0,55	0,27
Unidade 33	0,47	0,12	0,66	0,61	0,18	0,45	0,08
Unidade 34	0,64	0,59	0,26	0,69	0,38	0,36	0,16
Unidade 35	0,68	0,15	0,46	0,56	0,15	0,55	0,07

Tabela 29 – Taxa dos atributos em cada UN

Unidade de Negócio (UN)	Taxa de Postes de Madeira	Taxa de Cliente por Trafo	Taxa de Trafo por KM de Rede	Taxa de AM por Km de Rede	Taxa de Interrup. por KM de rede	Taxa de Cliente por KM de Rede	Cliente por KM de Rede
Unidade 36	0,58	0,28	0,63	0,37	0,29	0,45	0,18

Fonte: Elaborado Pelo Autor

Ao observar os primeiros resultados dos atributos já normalizados para a mesma base, é importante destacar a expressiva variabilidade entre cada UN. Por exemplo, a Unidade 11 apresenta uma taxa de postes de madeira de 0,26, enquanto a Unidade 16 possui uma taxa de 0,51, ou seja, quase o dobro da taxa de postes de madeira. Num primeiro momento, uma avaliação individual do atributo isoladamente pode levar à ideia de que uma rede com maior taxa de postes de madeira terá uma maior incidência de eventos na rede. No entanto, quando comparamos com a taxa de interrupções na rede, vemos que a Unidade 11 tem uma taxa de 0,64, enquanto a Unidade 16 possui 0,19.

Nessa comparação, o inverso é verdadeiro, ou seja, a UN com praticamente o dobro da taxa de postes de madeira apresenta apenas 33% da taxa de interrupções na rede. Dessa forma, ao analisar cada atributo em cada UN de forma isolada, tendemos a obter uma série de análises inconclusivas, uma vez que um atributo pode sofrer um impacto maior ou menor em uma UN em relação a outra. Outro fator importante a ser destacado é que os atributos não estão e não podem ser verificados de forma isolada, pois cada um sofre influência dos demais. Portanto, a solução proposta é aplicar os dados reais de acordo com os respectivos resultados da ferramenta AHP, apresentados no capítulo 4. Seguindo a proposta metodológica, conforme a Tabela 30, calcula-se o impacto de cada atributo considerando o peso estabelecido na metodologia. Ao aplicar o peso do atributo pela sua taxa em cada UN, é possível mensurar o quanto aquela UN é impactada por cada taxa de forma individual, de acordo com suas características.

Tabela 30 – Pesos de cada atributo em cada UN

Técnica AHP							
0,123	0,092	0,053	0,178	0,347	0,066	0,141	

Unidade de Negócio (UN)	Taxa de Postes de Madeira	Taxa de Cliente por Trafo	Taxa de Trafo por KM de Rede	Taxa de AM por Km de Rede	Taxa de Interrup. por KM de rede	Taxa de Cliente por KM de Rede	Cliente por KM de Rede	Impacto Atributos UN
Unidade 1	0,084	0,029	0,014	0,093	0,090	0,024	0,012	0,347
Unidade 2	0,052	0,034	0,037	0,123	0,095	0,042	0,038	0,422
Unidade 3	0,111	0,017	0,021	0,132	0,063	0,036	0,011	0,390
Unidade 4	0,086	0,046	0,024	0,050	0,136	0,018	0,033	0,393
Unidade 5	0,024	0,088	0,053	0,131	0,347	0,036	0,141	0,821
Unidade 6	0,058	0,048	0,039	0,178	0,111	0,066	0,058	0,558
Unidade 7	0,042	0,043	0,022	0,083	0,103	0,018	0,029	0,340
Unidade 8	0,061	0,019	0,033	0,149	0,073	0,042	0,019	0,395
Unidade 9	0,055	0,015	0,034	0,069	0,068	0,012	0,015	0,268
Unidade 10	0,061	0,023	0,028	0,105	0,072	0,048	0,019	0,357
Unidade 11	0,032	0,069	0,038	0,177	0,221	0,024	0,081	0,642
Unidade 12	0,071	0,014	0,027	0,067	0,056	0,036	0,012	0,283
Unidade 13	0,061	0,030	0,031	0,133	0,120	0,042	0,029	0,446
Unidade 14	0,062	0,036	0,032	0,048	0,125	0,012	0,035	0,349
Unidade 15	0,060	0,011	0,030	0,050	0,053	0,030	0,010	0,243
Unidade 16	0,063	0,018	0,031	0,120	0,067	0,042	0,017	0,358
Unidade 17	0,042	0,080	0,045	0,102	0,284	0,048	0,109	0,709
Unidade 18	0,057	0,018	0,031	0,087	0,074	0,030	0,017	0,315
Unidade 19	0,030	0,078	0,032	0,098	0,137	0,036	0,076	0,487
Unidade 20	0,055	0,038	0,033	0,096	0,154	0,060	0,038	0,474
Unidade 21	0,079	0,024	0,031	0,151	0,090	0,048	0,023	0,447
Unidade 22	0,071	0,042	0,030	0,155	0,117	0,048	0,038	0,501
Unidade 23	0,052	0,035	0,029	0,105	0,108	0,042	0,031	0,402
Unidade 24	0,110	0,027	0,017	0,100	0,074	0,036	0,014	0,378
Unidade 25	0,101	0,016	0,020	0,138	0,067	0,036	0,010	0,388
Unidade 26	0,038	0,027	0,031	0,117	0,095	0,048	0,025	0,380
Unidade 27	0,075	0,029	0,015	0,108	0,091	0,024	0,013	0,354
Unidade 28	0,027	0,088	0,043	0,096	0,318	0,030	0,114	0,715
Unidade 29	0,058	0,053	0,034	0,124	0,189	0,042	0,054	0,554
Unidade 30	0,036	0,092	0,040	0,100	0,306	0,042	0,110	0,725

Unidade 31	0,123	0,012	0,027	0,057	0,061	0,018	0,010	0,308
Unidade 32	0,039	0,033	0,037	0,110	0,116	0,036	0,037	0,409
Unidade 33	0,058	0,011	0,035	0,108	0,062	0,030	0,012	0,316
Unidade 34	0,079	0,054	0,014	0,123	0,134	0,024	0,022	0,449
Unidade 35	0,084	0,014	0,025	0,099	0,051	0,036	0,010	0,318
Unidade 36	0,071	0,025	0,033	0,067	0,102	0,030	0,026	0,354

Fonte: Elaborado pelo Autor

Ainda de acordo com a Tabela 30, como todos os atributos foram normalizados e colocados na mesma base, foi possível realizar a soma das taxas de atributos e, assim, determinar o impacto dos atributos de rede em cada UN no respectivo sistema de distribuição, ao buscar estabelecer uma referência de eficiência. De acordo com a metodologia adotada, esse cálculo é chamado de "Impacto Atributos UN" e está representado na coluna à direita da tabela acima.

Ao avaliar os resultados calculados neste estudo, é notável que há uma significativa variabilidade na aplicação da metodologia ao comparar as UN de forma percentual. Ao observar o valor de 0,821 obtido na Unidade 5 e o valor de 0,243 obtido na Unidade 15, é importante considerar que se trata de valores com uma amplitude considerável, representando uma variação de 3,37 vezes entre o menor e o maior valor apurado.

Diante desse resultado expressivo e da variabilidade dos resultados obtidos, foi aplicada uma clusterização a esses resultados, semelhante à utilizada pela ANEEL nos modelos de definição dos conjuntos elétricos. Conforme mencionado por (SOUZA, 2018), existem desigualdades nas operações de diferentes distribuidoras. Nesse sentido, foi proposto um modelo que combina clusterização para lidar com as diferenças entre as distribuidoras e um modelo de retornos constantes de escala, que utiliza apenas o número de clientes e o volume de energia distribuída como produtos. A clusterização, portanto, é uma ferramenta necessária para comparar uma grande quantidade de elementos, incluindo os dados das UN nessa abordagem.

De acordo com a Tabela 31, que apresenta o resultado da clusterização, foi atribuída uma coluna "cluster" dividindo as UN em quatro clusters, com o objetivo de capturar o impacto de outros atributos não considerados nessa metodologia. Conforme detalhado no Capítulo 2, a escolha dos atributos foi baseada na expertise da equipe especializada e multidisciplinar que julgou a matriz de impacto. No entanto, é possível que outros atributos também tenham impacto na metodologia.

A maneira de minimizar esse possível impacto é realizar o agrupamento por meio da clusterização, atribuindo grupos de comparação às UN com resultados mais próximos, ou seja, reduzindo a margem de variação entre as UN e permitindo a aplicação dos valores

apurados com maior confiabilidade. A clusterização foi realizada levando em consideração que os atributos definidos na metodologia correspondem aos atributos de maior impacto, contudo podem existir outros atributos que podem produzir algum impacto na eficiência do Dec Programado em relação ao investimento realizado no sistema. Desta forma esta clusterização tem como objetivo agrupar em clusters e realizar o comparativo entre eles, reduzindo desta forma o

Tabela 31 – Clusterização dos Pesos de cada atributo

Unidade de Negócio (UN)	Fator de Influência UN	Cluster	Média Cluster	Fator no cluster	Fator de Influência Clusterizado (1)
Unidade 1	0,347	Cluster 4	0,304	1,14	0,88
Unidade 2	0,422	Cluster 2	0,426	0,99	0,77
Unidade 3	0,390	Cluster 3	0,367	1,06	0,82
Unidade 4	0,393	Cluster 2	0,426	0,92	0,71
Unidade 5	0,821	Cluster 1	0,635	1,29	1,00
Unidade 6	0,558	Cluster 1	0,635	0,88	0,68
Unidade 7	0,340	Cluster 4	0,304	1,12	0,87
Unidade 8	0,395	Cluster 2	0,426	0,93	0,72
Unidade 9	0,268	Cluster 4	0,304	0,88	0,68
Unidade 10	0,357	Cluster 3	0,367	0,97	0,75
Unidade 11	0,642	Cluster 1	0,635	1,01	0,78
Unidade 12	0,283	Cluster 4	0,304	0,93	0,72
Unidade 13	0,446	Cluster 2	0,426	1,05	0,81
Unidade 14	0,349	Cluster 3	0,367	0,95	0,74
Unidade 15	0,243	Cluster 4	0,304	0,80	0,62
Unidade 16	0,358	Cluster 3	0,367	0,98	0,75
Unidade 17	0,709	Cluster 1	0,635	1,12	0,86
Unidade 18	0,315	Cluster 4	0,304	1,04	0,80
Unidade 19	0,487	Cluster 1	0,635	0,77	0,59
Unidade 20	0,474	Cluster 2	0,426	1,11	0,86
Unidade 21	0,447	Cluster 2	0,426	1,05	0,81
Unidade 22	0,501	Cluster 1	0,635	0,79	0,61
Unidade 23	0,402	Cluster 2	0,426	0,94	0,73
Unidade 24	0,378	Cluster 3	0,367	1,03	0,80
Unidade 25	0,388	Cluster 3	0,367	1,06	0,82
Unidade 26	0,380	Cluster 3	0,367	1,03	0,80

Unidade 27	0,354	Cluster 3	0,367	0,97	0,75
Unidade 28	0,715	Cluster 1	0,635	1,13	0,87
Unidade 29	0,554	Cluster 1	0,635	0,87	0,68
Unidade 30	0,725	Cluster 1	0,635	1,14	0,88
Unidade 31	0,308	Cluster 4	0,304	1,01	0,78
Unidade 32	0,409	Cluster 2	0,426	0,96	0,74
Unidade 33	0,316	Cluster 4	0,304	1,04	0,80
Unidade 34	0,449	Cluster 2	0,426	1,05	0,81
Unidade 35	0,318	Cluster 4	0,304	1,05	0,81
Unidade 36	0,354	Cluster 3	0,367	0,96	0,75

Fonte: Elaborado pelo Autor

A partir da tabela acima, fica definido como fator de influência clusterizado (1) o valor a ser utilizado no cálculo do ranking de eficiência do investimento na rede de distribuição. Isso possibilita comparar o impacto da realização das obras no indicador DEC Programado, levando em consideração o impacto dos respectivos atributos e seus pesos. Na próxima etapa, está prevista a apuração de todos os demais dados e indicadores em cada unidade de negócio (UN), os quais, por meio de sua combinação, serão responsáveis pelo ranking de eficiência das UNs.

5.1.2 APURAÇÃO DOS INDICADORES UTILIZADOS

Dando continuidade ao trabalho, realiza-se a apuração dos dados com base nos critérios técnicos de um sistema de distribuição, nos quais foram definidos os principais pilares de análise:

- KM de Rede: informações referentes aos quilômetros (km) de rede de distribuição, que representam o tamanho de cada UN, independentemente da área geográfica, localização, clima ou outros fatores, como características dos condutores.
- Investimento CAPEX: representa o investimento médio realizado na respectiva UN e engloba a soma de todas as linhas orçamentárias (expansão, melhoramento, manutenção, atendimento a clientes, entre outras). Não estão contabilizados os OPEX (custos de despesa), pois os valores podem variar consideravelmente devido à estratégia de terceirização ou serviço próprio, bem como às regras internas de capitalização das despesas.
- DEC Programado: representa o impacto médio pelo qual os clientes atendidos por essa UN foram afetados, em média, durante a execução das obras necessárias para

manter, melhorar e expandir a rede de distribuição de energia elétrica de forma programada.

A fim de proporcionar maior robustez e imparcialidade neste trabalho, nesta metodologia foi definida a extração dos dados de um período correspondente aos últimos três anos. Dessa forma, é possível minimizar variações advindas de algum período atípico de investimento ou alguma obra de característica específica. Uma amostra desse tamanho tende a trazer uma condição mais estável dos dados, evitando distorções do indicador em relação à condição normal do sistema.

A forma de extração utilizada foi a base de dados do investimento por meio do sistema contábil da empresa. Esse sistema é utilizado para acompanhar e apurar o resultado operacional, sendo uma fonte confiável e de credibilidade pública. O investimento no setor elétrico é comumente denominado pela sigla CAPEX e corresponde à parcela reconhecida pela ANEEL como Base de Remuneração Regulatória. Esse investimento passa a fazer parte dos ativos da empresa e, após fiscalização, é utilizado para compor o valor da tarifa. Além de ter um retorno ao acionista por meio da tarifa, também compõe o valor total do ativo da empresa, sendo um importante fator na determinação do valor de venda em caso de venda da empresa.

Quanto ao DEC programado, os dados são extraídos do sistema técnico oficial que gera os indicadores publicados periodicamente no site da ANEEL, seguindo todas as premissas estabelecidas no PRODIST. Esses dados são rastreáveis e frequentemente auditados pelo órgão regulador, estando disponíveis para consulta pública, o que fortalece a transparência e credibilidade das informações. Para este estudo, os dados utilizados estão parametrizados na forma de UN, conforme apresentado no capítulo 4.

Com relação aos quilômetros de rede de distribuição, esses dados são apurados e enviados ao órgão regulador como parte das informações que compõem os atributos físicos do sistema de distribuição. Esses dados fazem parte da base física de ativos. É importante destacar que regularmente a distribuidora envia a base física e contábil à ANEEL para que seja auditada e verificada se os investimentos financeiros correspondem exatamente aos investimentos físicos.

A Tabela 32 apresenta os dados utilizados para finalizar o estudo, com o objetivo de apresentar o racional de cálculo para as etapas seguintes. Essa tabela também inclui o limite ANEEL de cada UN e dois rankings comparativos.

Tabela 32 – Dados utilizados na metodologia

Unidade de Negócio (UN)	Km de Redes de distribuição	Investimento CAPEX (MM)	DEC Programado (h)	Limite DEC ANEEL (h)	Ranking DEC Programado	Ranking CAPEX
Unidade 1	4.047	R\$ 17,11	5,92	17,58	3	18
Unidade 2	5.012	R\$ 22,51	1,98	11,27	29	8
Unidade 3	8.116	R\$ 20,89	4,33	16,72	8	11
Unidade 4	1.435	R\$ 6,63	3,82	12,10	11	36
Unidade 5	1.473	R\$ 8,56	1,35	7,99	34	31
Unidade 6	6.233	R\$ 23,76	1,03	7,89	36	6
Unidade 7	3.157	R\$ 17,66	4,29	12,52	9	17
Unidade 8	7.879	R\$ 24,74	3,03	12,98	18	3
Unidade 9	3.934	R\$ 14,86	4,35	15,30	7	21
Unidade 10	5.654	R\$ 17,81	2,31	13,91	26	16
Unidade 11	3.116	R\$ 12,20	1,03	9,23	35	28
Unidade 12	4.692	R\$ 14,07	2,91	17,58	20	23
Unidade 13	4.332	R\$ 22,27	3,02	9,11	19	9
Unidade 14	1.507	R\$ 6,64	2,39	9,99	25	35
Unidade 15	3.704	R\$ 12,76	3,31	16,43	16	25
Unidade 16	6.951	R\$ 29,18	3,43	12,98	14	1
Unidade 17	1.395	R\$ 8,28	1,67	6,62	31	33
Unidade 18	4.545	R\$ 18,62	3,38	14,73	15	14
Unidade 19	2.790	R\$ 14,91	2,00	8,99	28	20
Unidade 20	2.423	R\$ 12,42	4,96	8,85	4	26
Unidade 21	6.508	R\$ 23,14	3,04	10,69	17	7
Unidade 22	5.171	R\$ 20,25	2,47	8,15	24	12
Unidade 23	3.786	R\$ 15,58	2,62	11,12	22	19
Unidade 24	5.266	R\$ 12,23	3,70	12,49	12	27
Unidade 25	7.961	R\$ 24,03	4,92	19,07	5	5
Unidade 26	4.773	R\$ 25,83	4,59	12,06	6	2
Unidade 27	4.581	R\$ 18,35	6,12	19,98	2	15
Unidade 28	1.171	R\$ 7,67	1,54	7,86	32	34
Unidade 29	2.540	R\$ 13,45	2,23	7,23	27	24
Unidade 30	1.267	R\$ 8,48	1,85	8,11	30	32
Unidade 31	3.653	R\$ 21,64	8,03	22,88	1	10
Unidade 32	3.711	R\$ 12,17	1,49	9,27	33	29
Unidade 33	6.738	R\$ 24,53	3,70	17,64	13	4

Unidade 34	3.577	R\$ 14,43	4,25	13,34	10	22
Unidade 35	7.513	R\$ 18,93	2,58	14,69	23	13
Unidade 36	2.554	R\$ 9,64	2,87	12,20	21	30

Fonte: Elaborado pelo Autor

O Ranking DEC Programado classifica as Unidades de Negócio (UN) de acordo com o valor de DEC necessário para a realização do investimento. A unidade 6 ocupa a primeira posição no ranking, sendo a unidade com o menor DEC Programado no período. Por outro lado, a Unidade 31 apresenta o maior impacto aos clientes, mensurado pelo DEC Programado mais elevado.

No Ranking CAPEX, é realizada a mesma comparação do DEC, porém, classificando as UN de acordo com o investimento realizado na rede. Destaca-se a Unidade 16, que possui o maior investimento, na ordem de R\$ 29,18 milhões, enquanto, no outro extremo, a Unidade 4 possui investimento na grandeza de R\$ 6,63 milhões. É importante salientar que a unidade com o maior investimento não necessariamente possui o maior DEC Programado, e a unidade com o menor DEC não é necessariamente aquela com menor investimento.

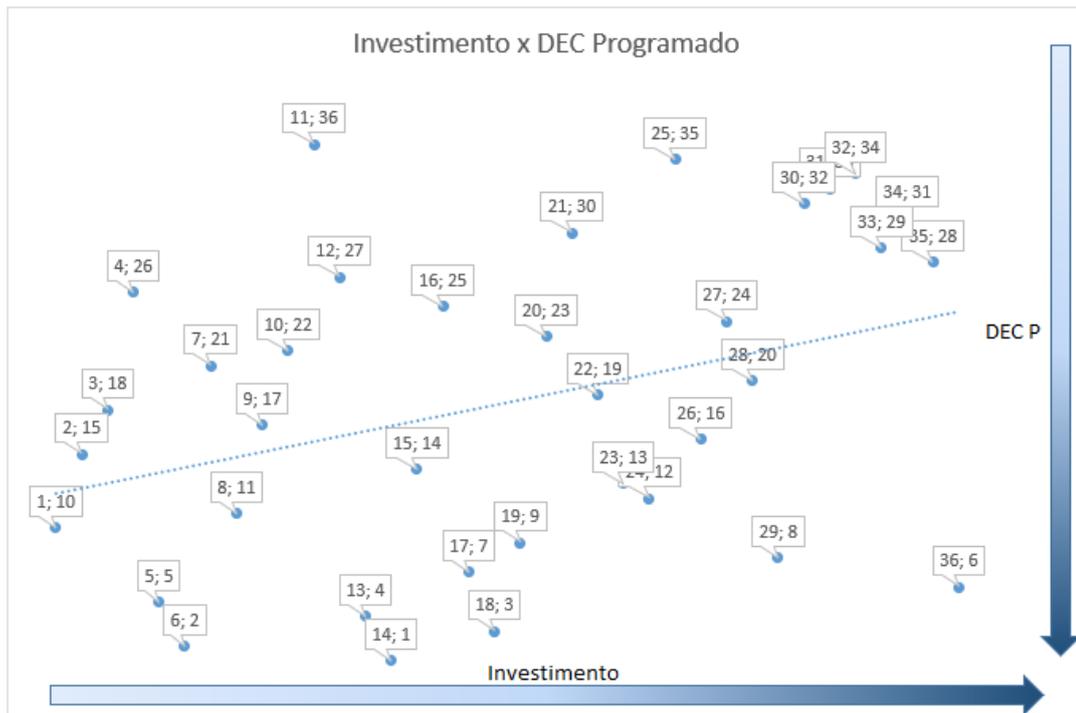
Com relação ao investimento, foram verificados na base de dados da distribuidora em estudo dois fatores determinantes para os comparativos propostos. O primeiro ponto consistiu em analisar o custo dos materiais aplicados na rede, que representam, em média, 45% do valor investido no CAPEX. Conforme consulta realizada na base de preços da distribuidora, os valores aplicados nas obras são parametrizados e aplicados ao mesmo custo unitário em todas as UN. Por exemplo, o preço de uma unidade de poste de concreto circular de 12 metros possui o mesmo valor contábil a ser aplicado em qualquer obra. A base de preços é reajustada pelo preço médio mensalmente, garantindo uma isonomia sobre o custo aplicado em todas as obras naquele período. Em outras palavras, em todas as UN, o custo do material é igual no mesmo período.

Quanto ao investimento gasto na aplicação da mão de obra, ou seja, o custo pago às contratadas para a realização dos serviços, conforme exemplo ilustrado na Figura 12, ele é padronizado para todas as prestadoras de serviço por meio de uma lista de atividades padronizadas, que remuneram a execução das atividades. Essa lista de preços é resultado de uma concorrência cíclica e os contratos são ajustados de acordo com as cláusulas de reajuste. Atualmente, a variação entre o preço unitário dos valores de referência dos serviços das contratadas é inferior a 10% e, como está sujeito a reajustes semestrais utilizando o IPCA, proporciona certa estabilidade e previsibilidade ao processo de preços de mão de obra. Isso garante ao estudo que as variações ao longo do tempo tendem a ser aplicadas em todos os contratos de forma similar.

Por fim, com o intuito de apresentar uma representação visual dos rankings, foi

realizada uma plotagem das UN conforme a Figura 22, na qual é feita uma distribuição considerando, ao mesmo tempo, o valor de investimento e o DEC Programado que esse investimento provocou no sistema.

Figura 22 – Investimento x DEC Programado



Fonte: Elaborado pelo Autor

Observando a plotagem da figura anterior, pode-se interpretar a presença de uma linha tracejada que representa o crescimento do investimento e do DEC programado. Em condições normais, seria esperado que todas as UN apresentassem uma eficiência semelhante, estando próximas das linhas de tendência. No entanto, observa-se uma dispersão significativa nos resultados. Tomando como exemplo uma UN posicionada em (4; 26), é possível fazer uma avaliação inicial de baixa eficiência (em comparação com a linha de tendência). Embora possua o quarto maior DEC programado entre as 36 UN, apresenta apenas o vigésimo sexto volume de investimentos. Portanto, essa avaliação inicial indica um alto impacto no indicador e, conseqüentemente, nos clientes afetados. No próximo tópico, será investigado e calculado o resultado dessa relação direta, o qual servirá como referência inicial para a aplicação do fator de influência dos atributos e para a normalização que será apresentada no item 5.3.

5.1.3 AVALIAÇÃO DO INVESTIMENTO EM RELAÇÃO AO DEC PROGRAMADO

Neste item, será apresentado o cálculo da relação entre o DEC programado e o investimento realizado na rede. No entanto, o objetivo dessa apuração é fornecer uma referência comparativa com o ranking de eficiência, a fim de subsidiar a revisão do plano de investimento ou estudos futuros para propor novas tecnologias de execução de obras que sejam mais eficientes de acordo com as características das UN. A Tabela 33 apresenta a razão direta do investimento em relação ao DEC Programado, sendo que a coluna denominada "Relação de Investimento por DEC" indica os respectivos valores.

Tabela 33 – Relação Investimento por DEC Programado

Unidade de Negócio (UN)	Relação de Investimento por DEC Programado (2)	Ranking DEC Programado	Ranking CAPEX	Ranking Eficiência Direta
Unidade 6	23,07	36	6	1
Unidade 11	11,81	35	28	2
Unidade 2	11,35	29	8	3
Unidade 16	8,52	14	1	4
Unidade 22	8,20	24	12	5
Unidade 8	8,17	18	3	6
Unidade 32	8,15	33	29	7
Unidade 10	7,70	26	16	8
Unidade 21	7,60	17	7	9
Unidade 19	7,44	28	20	10
Unidade 13	7,38	19	9	11
Unidade 35	7,34	23	13	12
Unidade 33	6,64	13	4	13
Unidade 5	6,34	34	31	14
Unidade 29	6,04	27	24	15
Unidade 23	5,94	22	19	16
Unidade 26	5,63	6	2	17
Unidade 18	5,52	15	14	18
Unidade 28	4,98	32	34	19
Unidade 17	4,96	31	33	20
Unidade 25	4,88	5	5	21
Unidade 12	4,84	20	23	22

Unidade 3	4,82	8	11	23
Unidade 30	4,58	30	32	24
Unidade 7	4,12	9	17	25
Unidade 15	3,85	16	25	26
Unidade 9	3,42	7	21	27
Unidade 34	3,39	10	22	28
Unidade 36	3,36	21	30	29
Unidade 24	3,31	12	27	30
Unidade 27	3,00	2	15	31
Unidade 1	2,89	3	18	32
Unidade 14	2,77	25	35	33
Unidade 31	2,70	1	10	34
Unidade 20	2,50	4	26	35
Unidade 4	1,74	11	36	36

Fonte: Elaborado pelo Autor

Ao apurar os valores e realizar a classificação do maior investimento em Capex (R\$ MM) por DEC Programado (h) é exposto um cenário de grande variação. O investimento realizado com menor impacto (R\$ 23,07 MM/h) apurado na Unidade 6 em comparação com o cenário de maior impacto que é apontado na Unidade 4 com o investimento de (R\$ 1,74 MM/h) aponta uma variação significativa e pode inicialmente levar a conclusão de que a diferença de eficiência entre estas Unidades é mensurada por este ranking. Ao aprofundar a análise sobre esta variação significativa se faz necessário considerar que os investimentos devem estar sendo realizados na mesma proporção em todos os ativos da empresa e em destaque neste estudo em cada UN. Para responder a esta questão no item 5.3 será avaliado estes resultados e também proposto um modo de garantir que a premissa da equidade e imparcialidade da análise seja preservada.

5.1.4 INVESTIMENTO NORMALIZADO

Ao apurar os valores e realizar a classificação do maior investimento em Capex (R\$ MM) por DEC Programado (h), é exposto um cenário de grande variação. O investimento realizado com menor impacto (R\$ 23,07 MM/h) apurado na Unidade 6, em comparação com o cenário de maior impacto apontado na Unidade 4 com o investimento de (R\$ 1,74 MM/h), indica uma variação significativa. Inicialmente, pode-se concluir que a diferença de eficiência entre essas Unidades é mensurada por esse ranking. No entanto, ao aprofundar a análise sobre essa variação significativa, torna-se necessário considerar que os investimentos devem estar sendo realizados na mesma proporção em todos os ativos da empresa, em

destaque neste estudo em cada UN.

Para responder a essa questão no item 5.3, serão avaliados esses resultados e também proposto um modo de garantir que a premissa da equidade e imparcialidade da análise seja preservada.

5.1.5 INVESTIMENTO NORMALIZADO

Neste momento, é necessário garantir que os investimentos realizados em cada UN tenham uma proporção semelhante ao ativo existente em cada local. Para escolher o referencial correto de análise, será explorado entre os atributos utilizados nesta metodologia o atributo de km de rede de distribuição. A escolha desse atributo é justificada, pois ele representa o tamanho físico do ativo da distribuidora, ou seja, o tamanho do ativo que precisa ser mantido, melhorado ou expandido. Observa-se que o atributo km de rede representa todos os outros elementos que compõem a rede, como postes, condutores, transformadores, religadores, entre outros. Quanto maior for esse atributo, maior será a necessidade de investimento para mantê-lo em operação e dentro dos indicadores regulatórios.

O atributo cliente é outro atributo que poderia ser escolhido naturalmente ao se analisar a característica essencial de uma distribuidora, que é prestar um serviço de qualidade aos clientes. No entanto, neste caso, ele não é utilizado, pois em UN, subestações, alimentadores ou circuitos de pouca extensão e com muitos clientes, o investimento por cliente é cada vez menor, enquanto cresce sua densidade. Ao observar um transformador em um centro urbano, como por exemplo Caxias do Sul, Passo Fundo ou São Leopoldo, pode-se supor que ele atenda em média 100 clientes e uma rede de aproximadamente 0,250 km. Nos casos de prédios residenciais, pode ser atendido apenas pelo transformador, sendo ligado o ramal diretamente nas conexões do transformador. Ao observar a mesma quantidade de clientes, por exemplo, em regiões como Vacaria, Uruguaiana ou São Borja, será necessário, em média, dezenas de km de rede em área rural para chegar e atender a mesma quantidade de clientes dispersos na área da distribuidora. Para essas UN, pode-se fazer uma avaliação observando o anexo 4.

Partindo então da escolha do atributo km de rede, de acordo com a Tabela 34, foi apurada a relação de investimento realizado para cada km de rede de distribuição.

Diante desta constatação, torna-se necessário normalizar os investimentos entre as UNs, uma vez que no período de análise ocorre uma variação nos investimentos que não pode ser considerada de forma equitativa em relação ao DEC.

Tabela 34 – Apuração do Investimento Normalizado

Unidade de Negócio (UN)	Investimento CAPEX (R\$ MM) Médio	Km de Redes de distribuição	Investimento R\$ / Km de rede de distribuição	Investimento Normalizado (3)	Ranking Investimento Normalizado
Unidade 1	R\$ 17,11	4.047	4228	63,2%	15
Unidade 2	R\$ 22,51	5.012	4492	67,1%	13
Unidade 3	R\$ 20,89	8.116	2574	38,5%	34
Unidade 4	R\$ 6,63	1.435	4624	69,1%	12
Unidade 5	R\$ 8,56	1.473	5809	86,8%	5
Unidade 6	R\$ 23,76	6.233	3812	57,0%	23
Unidade 7	R\$ 17,66	3.157	5593	83,6%	6
Unidade 8	R\$ 24,74	7.879	3139	46,9%	31
Unidade 9	R\$ 14,86	3.934	3776	56,5%	24
Unidade 10	R\$ 17,81	5.654	3150	47,1%	30
Unidade 11	R\$ 12,20	3.116	3914	58,5%	22
Unidade 12	R\$ 14,07	4.692	3000	44,8%	33
Unidade 13	R\$ 22,27	4.332	5140	76,8%	10
Unidade 14	R\$ 6,64	1.507	4403	65,8%	14
Unidade 15	R\$ 12,76	3.704	3446	51,5%	28
Unidade 16	R\$ 29,18	6.951	4198	62,8%	16
Unidade 17	R\$ 8,28	1.395	5933	88,7%	3
Unidade 18	R\$ 18,62	4.545	4098	61,3%	18
Unidade 19	R\$ 14,91	2.790	5345	79,9%	8
Unidade 20	R\$ 12,42	2.423	5124	76,6%	11
Unidade 21	R\$ 23,14	6.508	3556	53,2%	27
Unidade 22	R\$ 20,25	5.171	3916	58,5%	21
Unidade 23	R\$ 15,58	3.786	4114	61,5%	17
Unidade 24	R\$ 12,23	5.266	2322	34,7%	36
Unidade 25	R\$ 24,03	7.961	3019	45,1%	32
Unidade 26	R\$ 25,83	4.773	5411	80,9%	7
Unidade 27	R\$ 18,35	4.581	4005	59,9%	20
Unidade 28	R\$ 7,67	1.171	6554	98,0%	2
Unidade 29	R\$ 13,45	2.540	5296	79,2%	9
Unidade 30	R\$ 8,48	1.267	6689	100,0%	1
Unidade 31	R\$ 21,64	3.653	5925	88,6%	4
Unidade 32	R\$ 12,17	3.711	3281	49,0%	29
Unidade 33	R\$ 24,53	6.738	3640	54,4%	26

Unidade 34	R\$ 14,43	3.577	4036	60,3%	19
Unidade 35	R\$ 18,93	7.513	2520	37,7%	35
Unidade 36	R\$ 9,64	2.554	3774	56,4%	25

Fonte: Elaborado pelo Autor

Na coluna "Investimento R\$ / km de rede", está sendo demonstrada a relação aplicada de recursos por meio do investimento na rede para cada quilômetro do ativo de distribuição. Diante desse cenário, foi realizada a normalização desses valores para garantir que o investimento fosse realizado na mesma proporção em todas as UN (Unidades de Negócio). Essa etapa é fundamental para a metodologia, pois é necessário assegurar que, em um ranking comparativo de eficiência, as informações e dados estejam na mesma base de referência. A coluna "Investimento Normalizado (3)" representa o percentual de investimento que cada UN recebe em seus ativos e será utilizado para o ranking final apresentado no item 5.4.

5.1.6 Ranking de Eficiência

Para finalizar o ranking de eficiência entre as UN, propõe-se uma avaliação que leve em conta todas as etapas da metodologia e que essas etapas assegurem um resultado capaz de direcionar esforços para a melhoria da eficiência atual. Outro ponto importante a destacar é a forma como o comparativo foi estabelecido para fins de discussão junto à ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) sobre necessidades especiais de investimento em determinadas regiões, nas quais o padrão regulatório exige investimentos de grande porte que certamente terão impacto negativo no indicador de continuidade durante o período necessário para um plano de obras robusto e sustentável.

Ao finalizar a construção do ranking e avaliar o impacto do investimento em uma mesma base, foi elaborada a Tabela 35, que reúne as informações calculadas do "Fator de Influência Custerizado (1)", representando o impacto dos atributos de rede do sistema de distribuição; a "Relação de Investimento por DEC Programado (2)", que foi estabelecida como comparativo inicial da metodologia; e, por fim, o peso do "Investimento Normalizado (3)", que calcula o peso do investimento para garantir que todas as UN de negócio recebam o mesmo valor de investimento proporcional à sua extensão de rede.

A aplicação desses três fatores tem como base uma métrica de investimento que cada UN tem apresentado nos últimos três anos. Esse resultado expõe a diferença de eficiência na execução das obras em relação aos impactos que as mesmas causam aos clientes em função do período de interrupção no fornecimento de energia.

Tabela 35 – Ranking de eficiência do Investimento x DEC Programado

Unidade de Negócio (UN)	Fator de Influência Clusterizado (1)	Relação de Investimento por DEC Programado (2)	Investimento Normalizado (3)	Eficiência do Investimento em relação ao DEC Programado (1) *(2)*(3)	Ranking Eficiência
Unidade 1	88,3%	2,89	63,2%	1,61	27
Unidade 10	75,2%	7,70	47,1%	2,73	19
Unidade 11	78,2%	11,81	58,5%	5,41	4
Unidade 12	72,1%	4,84	44,8%	1,56	28
Unidade 13	80,9%	7,38	76,8%	4,59	5
Unidade 14	73,6%	2,77	65,8%	1,34	31
Unidade 15	61,9%	3,85	51,5%	1,23	34
Unidade 16	75,4%	8,52	62,8%	4,03	8
Unidade 17	86,4%	4,96	88,7%	3,80	9
Unidade 18	80,1%	5,52	61,3%	2,71	20
Unidade 19	59,4%	7,44	79,9%	3,53	11
Unidade 2	76,6%	11,35	67,1%	5,84	2
Unidade 20	86,2%	2,50	76,6%	1,65	26
Unidade 21	81,1%	7,60	53,2%	3,28	12
Unidade 22	61,1%	8,20	58,5%	2,93	16
Unidade 23	73,0%	5,94	61,5%	2,67	21
Unidade 24	79,7%	3,31	34,7%	0,91	35
Unidade 25	81,7%	4,88	45,1%	1,80	24
Unidade 26	80,0%	5,63	80,9%	3,64	10
Unidade 27	74,7%	3,00	59,9%	1,34	32
Unidade 28	87,1%	4,98	98,0%	4,25	6
Unidade 29	67,5%	6,04	79,2%	3,23	13
Unidade 3	82,1%	4,82	38,5%	1,52	29
Unidade 30	88,3%	4,58	100,0%	4,05	7
Unidade 31	78,4%	2,70	88,6%	1,87	23
Unidade 32	74,2%	8,15	49,0%	2,97	15
Unidade 33	80,3%	6,64	54,4%	2,90	17
Unidade 34	81,5%	3,39	60,3%	1,67	25
Unidade 35	81,0%	7,34	37,7%	2,24	22
Unidade 36	74,6%	3,36	56,4%	1,41	30
Unidade 4	71,3%	1,74	69,1%	0,86	36

Unidade 5	100,0%	6,34	86,8%	5,50	3
Unidade 6	68,0%	23,07	57,0%	8,94	1
Unidade 7	86,6%	4,12	83,6%	2,98	14
Unidade 8	71,7%	8,17	46,9%	2,75	18
Unidade 9	68,1%	3,42	56,5%	1,31	33

Com base nos resultados obtidos do ranking, cabe destacar alguns pontos para um melhor entendimento e interpretação dos resultados obtidos. Conforme já demonstrado pelas pesquisas de (JUNIOR; RODRIGUES, 2017) e (BASTOS et al., 2018), existem diversas formas de medir a eficiência de um processo, especialmente no caso das distribuidoras de energia elétrica. O método comparativo é uma alternativa importante, pois permite conhecer drivers, clusters, classificações e outras formas comparativas, utilizando critérios e métodos que auxiliam as empresas e a sociedade em geral a buscar a melhoria contínua.

Sem a realização dos comparativos, por exemplo, as empresas maiores estariam sempre em destaque, pois naturalmente têm uma representatividade maior em seu meio, são responsáveis por discussões importantes no setor e muitas vezes responsáveis por mudar os paradigmas. No entanto, o comparativo por eficiência permite uma visão mais ampla, descobrindo empresas e processos que se destacam, tanto no caminho da eficiência quanto no caminho das perdas operacionais, financeiras, intelectuais, entre outros.

Neste estudo, as Unidades 6, 2 e 5, por exemplo, apresentam uma eficiência muito elevada em relação às unidades 15, 24 e 4, por exemplo. Portanto, há uma grande oportunidade de explorar os processos dessas unidades e classificar quais práticas estão sendo realizadas nelas que podem ser implementadas e adaptadas às unidades de menor eficiência.

O estudo aponta um caminho no qual, por meio da metodologia de UN (Unidades de Negócio), é possível realizar um comparativo de acordo com os atributos escolhidos e, ao longo do processo, mensurar a eficiência levando em consideração as características que se deseja estudar e avaliar.

6 CONCLUSÃO

O desafio de realizar um trabalho que apresente uma contribuição para o setor elétrico e demais segmentos da sociedade, os quais estão envolvidos na prestação de um serviço de utilidade pública em grande escala, com grandes investimentos e com impacto diário no cotidiano humano, é algo que requer muito esforço, dedicação, pesquisa e compartilhamento de informações. A busca pela melhoria contínua, desempenho e evolução dos processos é fundamental para aprimorar as condições e os padrões de atendimento dos serviços.

O objetivo de investigar os atributos de cada Unidade de Negócio (UN), por meio do desenvolvimento de uma metodologia para capturar e mensurar seus impactos no indicador de continuidade, foi amplamente atendido. Foi possível conhecer e, principalmente, aplicar uma técnica multicritério que serviu como ferramenta para apresentar e comparar esses impactos, contribuindo para realimentar os planos e as estratégias de investimento.

Com base no ranking de eficiência apresentado no capítulo 5 e considerando toda a metodologia desenvolvida, aliada a uma robusta base de dados, foi possível identificar e mensurar a eficiência de cada UN. Ou seja, com base nesse ranking de eficiência do investimento, é possível identificar as UN mais eficientes e as menos eficientes. A partir dessa identificação, as áreas de engenharia, gestão de ativos, projetos e planejamento podem estudar novas técnicas, materiais ou procedimentos que melhorem a eficiência das UN de pior desempenho.

Por outro lado, o conhecimento das UN com maior eficiência pode levar a estudos pontuais a fim de identificar se há algum processo, material ou técnica de execução diferenciada que está sendo utilizado nessas UN e que possa ser replicado nas UN de pior desempenho.

Para encerrar a conclusão deste estudo, foram apurados os valores do DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) Total das UN e o limite regulatório estabelecido pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) para essas mesmas UN no mesmo período. Em seguida, na Tabela 36, foi realizado um comparativo do DEC Total regulatório para cada UN e foram selecionadas as UN que ficaram acima do limite regulatório, totalizando um conjunto de 11 UN (30,5% do total). Após a seleção dessas unidades, as quais estão listadas abaixo, foi calculado o percentual que o DEC Programado representa em relação ao limite regulatório e o percentual pelo qual cada UN está acima desse limite.

Tabela 36 – Comparativo DEC Limite ANEEL x DEC Programado

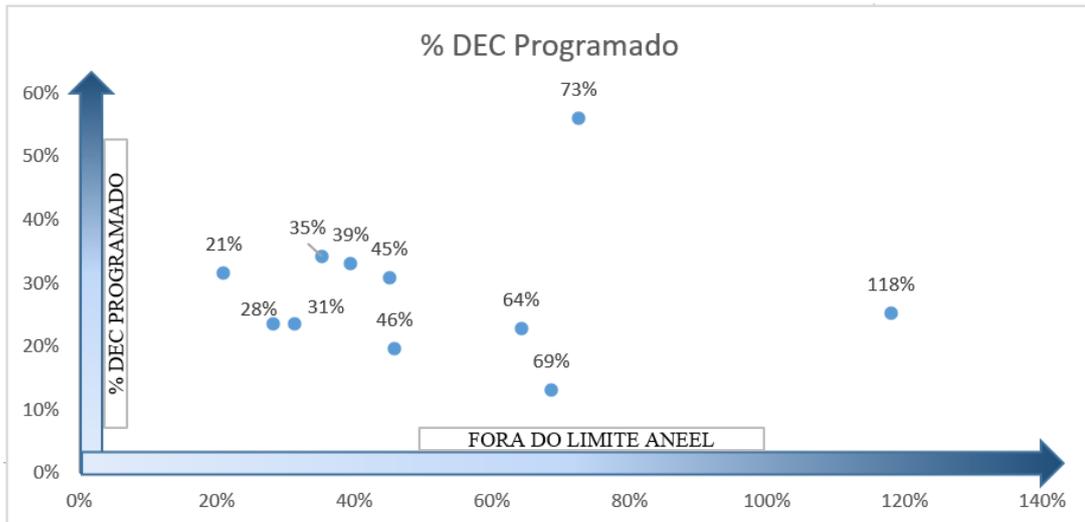
Unidade de Negócio (UN)	Ranking Eficiência	% Fora do Padrão ANEEL	% DEC Programado
Unidade 27	32	73%	56%
Unidade 15	34	35%	24%
Unidade 20	26	39%	33%
Unidade 12	28	21%	32%
Unidade 35	22	45%	31%
Unidade 24	35	118%	25%
Unidade 3	29	28%	24%
Unidade 9	33	31%	24%
Média Fora do Padrão	30	52%	29%

Na coluna "% fora do padrão ANEEL", é representado o quanto cada UN se encontra acima do limite estabelecido. Portanto, quanto maior o percentual, mais distante está de entrar no padrão regulatório e, conseqüentemente, pior é o desempenho do serviço de continuidade. Sob o impacto causado no indicador pelas obras programadas, observa-se que as unidades 14, 34 e 36 apresentam um percentual inferior à média da distribuidora, que foi de 24% de impacto do DEC Programado. Ou seja, essas UN estão fora do limite, no entanto, a principal causa não pode ser atribuída ao impacto do DEC Programado. As demais UN apresentam um percentual de DEC Programado acima da média, o que significa que, além do DEC total estar fora do padrão, o DEC Programado tem contribuído para que o indicador se distancie da meta. A Figura 23 apresenta uma visualização gráfica da distribuição do percentual do DEC Programado no eixo vertical e a porcentagem pela qual a UN está fora do padrão regulatório no eixo horizontal.

Ao avaliar o comportamento dessas 11 UN, podemos observar que, excluindo as duas UN com os valores de 118% e 73%, as demais apresentam um certo padrão que pode indicar que o plano de obras ou a eficiência da execução nessas UN têm apresentado um comportamento abaixo da média. Essa proposição pode ser complementada quando analisamos o ranking de eficiência de investimento nessas UN. Na tabela acima, é demonstrado que os conjuntos que estão operando fora do limite estão posicionados nas últimas colocações do ranking de eficiência do DEC Programado. Portanto, os dados e a metodologia apontam para a necessidade de revisão prioritária dos planos de investimentos nessas UN.

Para finalizar, seria salutar que a ANEEL, em conjunto com as distribuidoras, elaborasse um plano de resultados específicos para as UN que apresentem justificativas técnicas e volume de investimentos para melhorar determinada UN por um período pré-estabelecido. A proposta seria que, para essas UN, fosse desconsiderado qualquer valor

Figura 23 – Comparativo DEC Limite ANEEL x DEC Programado



Fonte: Elaborado pelo Autor

acima de 25% de DEC programado na contabilização do DEC Total e que não houvesse o pagamento de penalidades de DIC/FIC que excedam esse patamar no período proposto.

Por fim, o presente trabalho não encerra as possibilidades de avaliação, mas amplia o potencial de avançar tanto nos processos da distribuidora como na regulação da ANEEL, por meio de novos estudos e propostas que visem melhorar a eficiência e garantir ao cliente um serviço com a melhor qualidade possível e o menor custo dentro dos padrões definidos.

Como contribuição futura de estudo e necessidade de aprimorar constantemente as regras regulatórias a fim de melhorar cada vez a qualidade do serviço aos clientes e garantir a atratividade do negócio as empresas que detêm as concessões atuais, foi realizada junto a ANEEL uma sugestão de aprimoramento da regra regulatória com base nas conclusões deste estudo. A contribuição enviada ao órgão regulador propõe que em caso de unidades de negócio ou conjuntos elétricos com necessidade de grande volume de investimentos que a ANEEL avalie a possibilidade de conceder um acréscimo na meta de DEC programado durante o período específico em que durar o investimento, desta forma haveria aceleração de investimentos nos locais com pior DEC e neste período a distribuidora seria isenta de pagar DIC, FIC e DMIC relativos a esta parcela de incremento de DEC planejada. O grande benefício seria a melhoria dos indicadores de continuidade de forma mais ágil, sem a aplicação das penalidades de compensação no período do plano de investimento. Desta forma o cliente teria uma melhor qualidade e a distribuidora receberia o incentivo de investir mais para resolver o problema em um período menor.

Figura 24 – Contribuição ANEEL



ANEEL Tomada de Subsídios nº 09/2023 - Sandbox Regulatório

✔ **Obrigado!**

A ANEEL agradece sua contribuição para a melhoria dos nossos regulamentos.

[Enviar outra resposta](#)

Simplifique a coleta de dados e obtenha insights inteligentes hoje!

Use os Formulários para criar pesquisas ou questionários com facilidade e obter insights de dados instantaneamente.

[→ Introdução](#)

[Criar meu próprio formulário](#)

Da plataforma Microsoft Forms | O proprietário deste formulário não forneceu uma política de privacidade sobre como usará seus dados de resposta. Não forneça informações pessoais ou confidenciais. | [Condições de uso](#)

Fonte: Elaborado pelo Autor junto a((ANEEL), 2022a)

REFERÊNCIAS

ANEEL. *Resolução ANEEL 846/2019*. 2019. Diário Oficial da União. Citado na página 24.

ANEEL. *Aneel aprova venda da Enel para a Equatorial Energia*. 2022. <<https://www.goias.gov.br/servico/128134-aneel-aprova-venda-da-enel-distribui%C3%A7%C3%A3o-goio%C3%A1s-para-a-equatorial-energia.html>>. Citado na página 39.

(ANEEL), A. N. de E. E. *Competências*. 2022. Citado 10 vezes nas páginas 24, 29, 32, 33, 34, 35, 98, 106, 108 e 109.

(ANEEL), A. N. de E. E. *RESOLUÇÃO 1000*. 2022. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/modulo-8>>. Citado na página 25.

BARROS, A. F. A. Análise das principais causas de descontinuidade no fornecimento de energia elétrica e de seus impactos nos indicadores de qualidade. 2020. Citado na página 62.

BASTOS, C. M. dos S. et al. A eficiência relativa das empresas brasileiras distribuidoras de energia elétrica. 2018. Citado 2 vezes nas páginas 76 e 94.

CASSULA, A.; SILVA, A. Leite da; SACRAMENTO, C. Avaliação da confiabilidade de sistemas de distribuição considerando restrições de transferência de carga. *II Congresso de Inovação Tecnológica em Engenharia Elétrica*, 2003. Citado 2 vezes nas páginas 19 e 62.

CEER, C. of E. E. R. The european energy regulators' annual reports. *Journal Name*, 2021. Disponível em: <<https://www.ceer.eu/web/portal/welcome>>. Citado na página 20.

CHAVES, B. F. d. R. Estudos dos impactos da inserção de fontes renováveis de geração distribuída na seletividade e coordenação da proteção de sistemas elétricos. *ENG - DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA, Universidade Federal de Minas Gerais*, 2019. ISSN 0798-1015. Citado na página 46.

COSTA, R. D. S.; PEREIRA, P. R. D. S.; MADRUGA, E. P. Análise multivariável para priorização de obras em redes de distribuição de energia elétrica com foco nos indicadores de qualidade de energia. *Automação Sociedade Brasileira de Automática (ASBA)*, Sociedade Brasileira de Automática, v. 2, n. 1, p. 8–14, 12 2020. Citado na página 43.

DAIYAN, A.; DAIYAN, M. A. Determine the optimal location and capacity of wind and solar resources in the presence of batteries with the aim of improving the quality of power distribution network. p. 731–738, 2019. Citado na página 47.

DIAS, E. B. Avaliação de indicadores de continuidade e seu impacto no planejamento de sistemas de distribuição. *Dissertação (Mestrado em Sistemas de Potência) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo*, 2002. Citado na página 23.

GALLI, F. P.; STEFENON, S. F.; AMÉRICO, J. P. Analysis of transient short circuits in transmission lines using the udw software. *Revista Espacios*, p. 11, 2017. ISSN 0798-1015. Citado na página 31.

- JUNIOR, S. P. de C.; RODRIGUES, L. F. Análise de eficiência de distribuidoras de energia elétrica: Um estudo envolvendo o modelo dea baseado em folgas. *Journal Name*, 2017. Disponível em: <https://abepro.org.br/biblioteca/TN_STP_243_407_31801.pdf>. Citado 2 vezes nas páginas 76 e 94.
- JúNIOR, M. M. G. F. et al. Escolha dos métodos de multicritério a tomada de decisão com o auxílio de um sistema especialista formulado a partir de um fluxograma. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 2018. Citado 4 vezes nas páginas 40, 41, 42 e 64.
- LEITE, A. D. A energia do brasil. 1997. Citado na página 23.
- LESSE, C. d. S. et al. Avaliação de falhas em redes de distribuição de energia elétrica através da corrente de curto-circuito. *Revista de Engenharia e Tecnologia*, p. 5–8, 2019. Citado na página 30.
- LIMA, Y. C. et al. Seleção de baterias para sistemas de armazenamento de energia pela aplicação do método ahp. *Automação Sociedade Brasileira de Automática (ASBA)*, Sociedade Brasileira de Automática, v. 2, n. 1, p. 1–7, 12 2020. Citado na página 43.
- MIRSAEEDI, H. et al. Long-term maintenance scheduling and budgeting in electricity distribution systems equipped with automatic switches. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, v. 14, n. 5, p. 1909–1919, 2018. Citado na página 48.
- PEREIRA, P. R. et al. Análise da criticidade de obras em redes de distribuição de energia elétrica baseadas no método analytic hierarchy process. *Automação Sociedade Brasileira de Automática (ASBA)*, Sociedade Brasileira de Automática, v. 2, n. 1, p. 35–43, 12 2020. Citado na página 43.
- PIERRE, B. J.; ARGUELLO, B. Investment optimization to improve power distribution system reliability metrics. In: *2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1–5. Citado na página 48.
- PREVIDÊNCIA, M. do Trabalho e. *Norma Regulamentadora 10 (NR-10)*. <https://www.gov.br/trabalho-e-previdencia/pt-br/composicao/orgaos-especificos/secretaria-de-trabalho/inspecao/seguranca-e-saude-no-trabalho/ctpp-nrs/norma-regulamentadora-no-10-nr-10>. Citado na página 36.
- PROMRAT, W.; PUPATANAN, W.; BENJAPOLAKUL, W. Fault cause classification on pea 33 kv distribution system using supervised machine learning compared to artificial neural network. *2021 9th International Electrical Engineering Congress (iEECON)*, p. 127–139, 2021. ISSN 2176-7270. Citado na página 29.
- PUC-RIO. *MÉTODO AHP*. 2021. Disponível em: <http://w-RIOww2.dbd.puc-rio.br/pergamum/tesesabertas/0511098_07_cap_03.pdf>. Citado 3 vezes nas páginas 42, 65 e 69.
- SAATY, T. L. How to make a decision: The analytic hierarchy process. *European Journal of Operational Research*, v. 48, n. 1, p. 9–26, 1990. ISSN 0377-2217. Decision making by the analytic hierarchy process: Theory and applications. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/037722179090057I>>. Citado 2 vezes nas páginas 65 e 66.

SHEN, M. et al. Dual-q theory based optimal ordering method for distribution network planning projects considering strong couplings. In: *2018 2nd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1–6. Citado na página 47.

SILVA, M. G. D. et al. Otimização da confiabilidade em sistemas de distribuição de energia elétrica. 2020. Citado na página 62.

SOUZA, P. H. Y. de. Análise de eficiência no setor de distribuição de energia elétrica: Uma abordagem combinando clusterização e retornos constantes a escala. *Journal Name*, 2018. Disponível em: <https://app.uff.br/riuff/bitstream/handle/1/8338/Projeto%20Final%20-%20Paulo%20Yoshida.pdf;jsessionid=F1323C3B697E4ECDDDB730AFCD69EF71C?sequence=1>. Citado na página 81.

TRONCHONI, A. B.; ALEGRE, P. Pontifícia universidade católica do rio grande do sul faculdade de engenharia mestrado em engenharia elétrica identificação de causas de desligamentos não programados em redes de distribuição. *Revista IEEE América Latina*, v. 6, n. 6, p. 454–459, 2008. Citado 2 vezes nas páginas 29 e 30.

Anexos

ANEXO A – LIMITES ANEEL

Figura 25 – Limites estabelecidos pela ANEEL para a continuidade do fornecimento

Tabela 1 – Limites para unidade consumidora ou central geradora com tensão contratada ≥ 69 kV

Localização	DIC Mensal (horas)	FIC Mensal (interrupções)	DMIC Mensal (horas)
Urbana	3	2	2
Não Urbana	5	2	4

Tabela 2 – Limites para unidade consumidora ou central geradora situada em área urbana com tensão contratada $\geq 2,3$ kV e < 69 kV

Faixa de Variação dos Limites Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	DIC Mensal (horas)	FIC Mensal (interrupções)	DMIC Mensal (horas)	DICRI por evento (horas)
≤ 5	3	3	3	8
> 5 e ≤ 10	5	4	5	8
> 10 e ≤ 15	7	5	6	8
> 15 e ≤ 20	9	6	7	8
> 20 e ≤ 25	10	6	8	8
> 25	12	7	8	8

Tabela 3 – Limites para unidade consumidora ou central geradora situada em área não urbana com tensão contratada $\geq 2,3$ kV e < 69 kV

Faixa de Variação dos Limites Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	DIC Mensal (horas)	FIC Mensal (interrupções)	DMIC Mensal (horas)	DICRI por evento (horas)
≤ 5	8	4	6	21
> 5 e ≤ 10	13	5	10	21
> 10 e ≤ 15	19	7	14	21
> 15 e ≤ 20	24	8	18	21
> 20 e ≤ 25	28	9	20	21
> 25 e ≤ 40	33	10	24	24
> 40	37	11	24	24

Figura 26 – Comparativo DEC Limite ANEEL x DEC Programado

Tabela 4 – Limites para unidade consumidora ou central geradora situada em área urbana com tensão contratada < 2,3 kV

Faixa de Variação dos Limites Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	DIC Mensal (horas)	FIC Mensal (interrupções)	DMIC Mensal (horas)	DICRI por evento (horas)
≤ 5	4	3	3	13
> 5 e ≤ 10	7	4	5	13
> 10 e ≤ 15	10	5	7	13
> 15 e ≤ 20	12	6	9	13
> 20 e ≤ 25	14	7	10	13
> 25 e ≤ 40	15	7	12	13
> 40 e ≤ 50	18	8	12	13
> 50	21	9	12	13

Tabela 5 – Limites para unidade consumidora ou central geradora situada em área não urbana com tensão contratada < 2,3 kV

Faixa de Variação dos Limites Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos	DIC Mensal (horas)	FIC Mensal (interrupções)	DMIC Mensal	DICRI por evento
≤ 5	10	4	8	26
> 5 e ≤ 10	16	6	12	26
> 10 e ≤ 15	20	7	15	26
> 15 e ≤ 20	24	8	18	26
> 20 e ≤ 25	28	9	20	26
> 25 e ≤ 40	33	10	24	26
> 40	40	12	24	26

Fonte: ((ANEEL), 2022a)

ANEXO B – GERADORES DE INTERRUPÇÃO

Figura 27 – Fatos geradores de interrupção padronizados pela ANEEL

Tabela 1 – Lista de fatos geradores para classificação de interrupções do fornecimento de energia elétrica

Origem	Tipo	Causa	Detalhe
Interna	Programada	Alteração	Para melhoria
			Para ampliação
		Manutenção	Corretiva
			Preventiva
	Não programada	Meio ambiente	Poluição
			Corrosão
			Queima ou Incêndio
			Inundação
			Erosão
			Árvore ou Vegetação
			Descarga Atmosférica
			Animais
			Vento
			Terceiros
		Abalroamento	
		Roubo	
		Acidente	
		Objeto na Rede	
		Defeito cliente afetando outros	
		Ligação clandestina	
		Empresas de serviços públicos ou suas contratadas	
		Defeito interno não afetando outras unidades consumidoras	
		Interferência de terceiros	
		Falha operacional	Erro de operação
			Serviço mal executado
			Acidente
		Próprias do sistema	Subtensão
			Sobretensão
			Sobrecarga
			Desligamento para manutenção emergencial
			Desligamento por segurança
			Falha de material ou equipamento
	Atuação de Sistema Especial de Proteção – SEP		
Não identificada			
Alívio de carga	-		
Não classificada	-		
Externa	Programada	-	-
	Não Programada	Próprias do Sistema	Atuação de Sistema Especial de Proteção (SEP)
		Não classificada	-

Fonte: ((ANEEL), 2022a)

ANEXO C – INDICADORES DE CONTINUIDADE

Figura 28 – Detalhamento da abertura dos indicadores de continuidade

Sigla	Descrição
DECTOT	DECTOT Representa o total de todos os DECs, ou seja, a duração total das interrupções
FECTOT	FECTOT Representa o total de todos os FECs, ou seja, a quantidade total das interrupções
DEEXP	DEC de interrupção de origem externa ao sistema de distribuição e programada
FEXP	FEC de interrupção de origem externa ao sistema de distribuição e programada
DEEXN	DEC de interrupção de origem externa ao sistema de distribuição e não programada
FEXN	FEC de interrupção de origem externa ao sistema de distribuição e não programada
DECIP	DEC de interrupção de origem interna ao sistema de distribuição e programada
FECIP	FEC de interrupção de origem interna ao sistema de distribuição e programada
DECIND	DEC de interrupção de origem interna não programada e não expurgável**
FECIND	FEC de interrupção de origem interna não programada e não expurgável**
DECINE	DEC de interrupção de origem interna não programada e ocorrida em situação de emergência, não ocorrida em Dia Crítico*
FECINE	FEC de interrupção de origem interna não programada e ocorrida em situação de emergência, não ocorrida em Dia Crítico*
DECINC	DEC de interrupção de origem interna ao sistema de distribuição, não programada e ocorrida Dia Crítico*
FECINC	FEC de interrupção de origem interna ao sistema de distribuição, não programada e ocorrida Dia Crítico*
DECINO	DEC de interrupção de origem interna não programada, vinculadas a racionamento ou alívio de carga solicitado pelo ONS, não ocorrida em Dia Crítico*
FECINO	FEC de interrupção de origem interna não programada, vinculadas a racionamento ou alívio de carga solicitado pelo ONS, não ocorrida em Dia Crítico*
DECIPC	DEC de interrupção de origem interna ao sistema distribuição, programada e ocorrida em Dia Crítico*
FECIPC	FEC de interrupção de origem interna ao sistema distribuição, programada e ocorrida em Dia Crítico*
DECXPC	DEC de interrupção de origem externa ao sistema distribuição, programada e ocorrida em Dia Crítico*
FECXPC	FEC de interrupção de origem externa ao sistema distribuição, programada e ocorrida em Dia Crítico*
DECXNC	DEC de interrupção de origem externa ao sistema distribuição, não programada e ocorrida em Dia Crítico*
FECXNC	FEC de interrupção de origem externa ao sistema distribuição, não programada e ocorrida em Dia Crítico*

Fonte: ((ANEEL), 2022a)

ANEXO D – BASE DE DADOS UN

Figura 29 – Base de dados Unidades de Negócio (UN)

Unidade de Negócio (UN)	Taxa de Postes de Madeira	Taxa de Cliente por Trafo	Taxa de Trafo por KM de Rede	Taxa de AM por Km de Rede	Taxa de Interrupções por KM de rede	Taxa de Clientes por Conjunto	Taxa cliente por KM de Rede
Unidade 1	0,45	14,9	0,60	0,117	2,01	9055	9,0
Unidade 2	0,28	17,8	1,57	0,110	2,14	19957	27,9
Unidade 3	0,59	8,7	0,88	0,098	1,41	10331	7,6
Unidade 4	0,46	23,8	1,01	0,122	3,04	11510	24,1
Unidade 5	0,13	45,9	2,23	0,110	7,77	25121	102,3
Unidade 6	0,31	25,2	1,66	0,097	2,49	23655	41,7
Unidade 7	0,22	22,4	0,94	0,098	2,30	22104	21,0
Unidade 8	0,32	9,9	1,37	0,146	1,64	15249	13,5
Unidade 9	0,29	7,6	1,44	0,184	1,52	21578	11,0
Unidade 10	0,32	12,1	1,17	0,093	1,62	9998	14,1
Unidade 11	0,17	36,2	1,62	0,142	4,94	45524	58,4
Unidade 12	0,38	7,5	1,14	0,118	1,25	6689	8,6
Unidade 13	0,32	15,8	1,32	0,178	2,68	12880	20,8
Unidade 14	0,33	18,8	1,34	0,138	2,79	18967	25,2
Unidade 15	0,32	5,7	1,25	0,097	1,18	5258	7,1
Unidade 16	0,34	9,3	1,32	0,108	1,50	12183	12,3
Unidade 17	0,23	41,8	1,88	0,135	6,35	13734	78,8
Unidade 18	0,30	9,6	1,30	0,128	1,67	11371	12,5
Unidade 19	0,16	40,7	1,35	0,097	3,06	25591	55,0
Unidade 20	0,29	19,9	1,39	0,174	3,45	6703	27,7
Unidade 21	0,42	12,6	1,32	0,107	2,02	13570	16,7
Unidade 22	0,38	22,0	1,27	0,113	2,61	17990	27,8
Unidade 23	0,28	18,2	1,22	0,127	2,42	12022	22,2
Unidade 24	0,58	14,1	0,72	0,080	1,65	8877	10,1
Unidade 25	0,54	8,2	0,85	0,120	1,51	9266	7,0
Unidade 26	0,20	14,0	1,28	0,105	2,13	10765	18,0
Unidade 27	0,40	15,0	0,62	0,124	2,05	10633	9,3
Unidade 28	0,14	45,6	1,81	0,128	7,13	19349	82,6
Unidade 29	0,31	27,7	1,42	0,188	4,24	14332	39,5
Unidade 30	0,19	47,9	1,67	0,173	6,84	14459	79,9
Unidade 31	0,65	6,0	1,15	0,127	1,37	8477	7,0
Unidade 32	0,21	17,2	1,57	0,115	2,59	16779	27,1
Unidade 33	0,31	5,8	1,48	0,134	1,39	11541	8,6
Unidade 34	0,42	28,1	0,57	0,111	2,99	14392	16,1
Unidade 35	0,44	7,1	1,04	0,077	1,15	9188	7,3
Unidade 36	0,38	13,2	1,41	0,124	2,27	9501	18,6

Fonte: Elaborado pelo Autor