IVO ORDONHA CYRILLO

Qualidade de energia na distribuição de energia elétrica: contribuições para o aprimoramento da regulação no setor elétrico brasileiro

São Paulo

2022

IVO ORDONHA CYRILLO

Qualidade de energia na distribuição de energia elétrica: contribuições para o aprimoramento da regulação no setor elétrico brasileiro

Versão Original

Tese apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Doutor em Ciências pelo Programa de Pós-graduação em Sistemas de Potência.

Área de Concentração: Distribuição de energia elétrica e Qualidade do Serviço

Orientador: Prof. Dr. Carlos Frederico Meschini Almeida

São Paulo
2022

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Catalogação-na-publicação

Cyrillo, Ivo Ordonha
Qualidade de energia na distribuição de energia elétrica: contribuições para o aprimoramento da regulação no setor elétrico brasileiro / I. O. Cyrillo – São Paulo, 2022.
160 p.

Tese (Doutorado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Distribuição de energia elétrica 2.Política energética I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

Tese de Ivo Ordonha Cyrillo, sob o título "**Qualidade de energia na distribuição de energia elétrica: contribuições para o aprimoramento da regulação no setor elétrico brasileiro**", apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, para obtenção do título de Doutor em Ciências pelo Programa de Pós-graduação em Sistemas de Potência, na área de concentração Sistemas de Potência, aprovada em _____ de _____ de _____ pela comissão julgadora constituída pelos doutores:

Prof. Dr. _____

Presidente

Instituição: _____

Prof. Dr. _____

Instituição: _____

Prof. Dr. _____

Instituição: _____

Prof. Dr. _____

Instituição: _____

Dedicatória

À democracia brasileira

Agradecimentos

Esta tese é fruto de anos de trabalho no setor elétrico e é uma visão pessoal a partir das diversas interações que tive ao longo da última década, as quais agradeço brevemente aqui.

Aos professores do ENERQ, Tahan, Gouvêa, Kagan e Carlos Frederico por me abrirem as portas do conhecimento e da aplicação para o tema da qualidade. Ao professor Tahan por ter me ensinado a importância do tema; ao professor Nelson por ter me aceito no grupo e nos trabalhos, bem como por me orientar no início. Ao professor Fred por me conduzir na finalização da tese, sem o qual eu não teria alcançado a apresentação dos resultados aqui expostos. Também agradeço in memoriam aos professores Hector Arango e Robba pelas amplas discussões e aprendizados em distribuição de energia. Agradeço ainda à Escola Politécnica da USP e à Universidade de São Paulo (USP) pela possibilidade de estudos e de compartilhamento de saberes.

Alguns pesquisadores tiveram especial participação na elaboração desta tese pelas discussões e trabalhos ou em trocas diretas e indiretas sobre os diversos temas e ferramentas utilizados. Agradeço ao Dr. Marcelo Pelegrini pelas longas conversas e trabalhos realizados junto à Sinapsis, Banco Mundial, distribuidoras, agências financiadoras nacionais, internacionais ao longo da década de 2010 e que me permitiram amadurecer o tema e apresentá-lo em diversos fóruns. Agradeço à prof. Dra. Lygia Fares pela elucidação dos temas relacionados à economia e à sociedade e que puderam ser expressos neste estudo. Agradeço ao Felipe Miranda, Hector Luz, Renan Machado, Nádia Coelho, Letícia Bonella e Carlos Costas pelos trabalhos realizados e pelo auxílio direto e indireto na realização desta tese.

Embora a tese não tenha recebido financiamento, o pesquisador recebeu verbas de P&D ANEEL e de chamadas públicas nacionais e internacionais. Agradeço à ANEEL, à Sinapsis Inovação em Energia, ao Enerq, à Celplan, ao Banco Mundial, ao Governo de Cabo Verde, à EDP, à CEMIG, e à CERON, que investiram em P&Ds para melhorar o entendimento da qualidade do serviço e que me deram a chance de participar dos resultados ou do desenvolvimento. Agradeço especialmente à CERON, que acreditou e permitiu o trabalho inovador em relação à qualidade do produto.

Tive a sorte de contar com amigas e amigos cientistas, pesquisadores e trabalhadores nos domínios da regulação e da energia elétrica. Agradeço ao Vinicius Silva, Isabel Sado, Gabriel Cunha, Laura Muller e Denis Mauá pelas trocas. Algumas pessoas trabalharam nos bastidores, desenvolvendo *softwares* e serviços que permitiram a realização da tese. Agradeço à Julinez Menezes, Daniela Kondo, Marcelo Lopes, Daniel Duarte, Ricardo Pietta, Felipe Kenndy, Diogo Baldissin, Aleksandra Elbakyan e Cristiana Boaventura.

Esta tese se finaliza em tempo de pandemia e percebo a importância de amigos e familiares. Agradeço a Del, Larissa, Gabi e Dona pelo precioso convívio e amizade ao longo desta tese. Agradeço às amigas próximas, Karina, Ana, Laura, Luíza, Denise, Zilmara e Sasha pelo sincero apoio.

Agradeço minha família pela paciência e amor ao longo desses anos. Antônia, minha mãe, Antonio, meu pai, e meus irmãos Kim e Ismael, assim como as queridas Letícia e Duane.

Resumo

A qualidade da distribuição da energia elétrica impacta a sociedade. Esta tese apresenta conceitos, métodos e resultados para a aprimoramento da qualidade de energia no Brasil. São utilizados dados públicos, disponíveis à ANEEL e às distribuidoras de energia elétrica, permitindo aplicação em todo o Brasil. O trabalho propõe e aplica um método de valoração do custo marginal da melhoria da qualidade coletiva e aponta os limites técnicos, principalmente na redução do tempo médio de interrupção. Os valores econômicos de custo da interrupção são apresentados e validados. Observou-se que os impactos negativos da interrupção da energia para sociedade são maiores do que os custos da melhoria da qualidade, o que justifica a realização de políticas públicas para atingir o nível desejado. Adicionalmente à qualidade coletiva, também se estudou a qualidade individual. A qualidade da tensão em regime permanente para os consumidores foi analisada por meio das metodologias econométricas e de aprendizado de máquinas. Os resultados econométricos mostram correlação significativa entre níveis inferiores de qualidade e aspectos socioeconômicos, sendo a falta de infraestrutura de esgoto um dos aspectos relevantes. Esse resultado aponta uma nova perspectiva à ideia geral de que a tensão disponível aos consumidores possa ser prevista utilizando-se exclusivamente cálculo de fluxo de potência com dados de rede e de consumo.

Palavras-chave: distribuição de energia elétrica, custo da interrupção da energia elétrica, regulação da qualidade do serviço.

Abstract

The quality of service in energy distribution impacts society. This thesis presents concepts, methods, and results for the improvement of energy quality in Brazil. It uses public data, available to ANEEL and to the electricity distributors, therefore its findings are applicable throughout Brazil. The work proposes and applies a method of valuing the marginal cost of improving collective energy quality and points out technical limits regarding the reduction in average interruption duration. The economic cost of energy interruption is presented and validated. It was observed that the negative impacts of the interruption of energy to society are greater than the costs of improving its quality, therefore it justifies the implementation of public policies to achieve desired quality levels. In addition to collective quality, individual quality was also studied. The quality of the voltage in steady state was analyzed using econometric and machine learning methodologies. The econometric results show a significant correlation between lower levels of power quality and socioeconomic aspects, the lack of sewage infrastructure was one of the most relevant aspects. This result indicates a new perspective to the general idea that the voltage available to consumers can be predicted using exclusively power flow calculation with grid and consumption data.

Keywords: Electricity distribution service; Quality of electricity distribution service; Cost of Energy Not Supplied.

Lista de figuras

Figura 1 Custo Marginal do Déficit no Brasil em R$/MWh (CMgD), com variação do déficit entre 2% e 30% com base em dados de 2012 25
Figura 2 Gráfico ilustrativo considerando a quantidade de consumidores com distribuição interrompida por tempo de parada acumulado no mês 34
Figura 3 Visão geral de atuação pretendida pelo regulador: deslocamento no DEC e diminuição dos consumidores pior atendidos, procurando normalizar a curva (ou reduzir a cauda) 35
Figura 4 Ilustração de atuação da distribuidora visando a minimizar o valor total das compensações com valores de metas de DEC e DIC correlacionados 36
Figura 5 Histograma das compensações pagas em 2007 aos consumidores para qualidade do serviço, agrupadas por limites de DEC do conjunto elétrico. 36
Figura 6 Nível de qualidade ótimo – WTP e custos da empresa 38
Figura 7 Nível de qualidade ótimo – Custos do consumidor e custos da empresa 39
Figura 8 Substituibilidade entre os custos de interrupção (CENS) e os Custos Totais (Totex) 40
Figura 9 Duração das interrupções intempestivas de longo tempo, considerando todos os eventos, agrupadas em minutos por ano 43
Figura 10 Frequência das interrupções médias de longa duração para eventos não planejados, incluindo eventos intempestivos 44
Figura 11 Duração das interrupções intempestivas de longo tempo, excluindo eventos intempestivos ou extraordinários, agrupados em minutos por ano 44
Figura 12 Porcentagem de redes subterrâneas de Baixa Tensão (LV) e Média Tensão (MV) 45
Figura 13 Evolução do SAIDI de Média Tensão (MV) e Baixa Tensão (BT) em Portugal 47
Figura 14 Evolução do SAIFI de Média Tensão (MV) e Baixa Tensão (BT) em Portugal 48
Figura 15 Tendências de SAIDI e SAIFI da TEPCO de 1997 até 2009 49
Figura 16 Tendências de SAIDI e SAIFI da KEPCO 50
Figura 17 Evolução do DEC nacional de 2000 a 2009, sendo as barras o indicador e a linha verde a trajetória regulatória 54
Figura 18 Evolução do FEC nacional de 2000 a 2009, sendo as barras o indicador e a linha verde a trajetória regulatória 54
Figura 19 Evolução dos resultados de DEC e FEC para o Brasil, de 2001 a 2009 55
Figura 20 Evolução do DEC nacional desde 2007, sendo as barras o indicador e a linha verde a trajetória regulatória 56

Figura 21 Valores pagos pelas concessionárias aos consumidores em função das compensações por não atendimento aos padrões individuais de qualidade do serviço 58
Figura 22 Evolução do DEC nacional de 2010 a 2020, sendo as barras o indicador e a linha verde a trajetória regulatória 59
Figura 23 Evolução do FEC nacional de 2010 a 2020, sendo as barras o indicador e a linha verde a trajetória regulatória 60
Figura 24 Valores da tarifa média de energia elétrica no Brasil com bases em valores reais de 2015. Fonte: tarifas ANEEL e índice de preços IGPM da FGV 78
Figura 25 Gráfico da evolução do DEC com uso de religadores e com a otimização do posicionamento dos religadores. Fonte: elaboração própria. 97
Figura 26 Custo marginal da qualidade dado em função do DEC, de acordo com os religadores alocados no estudo de caso. 101
Figura 27 Apresentação geoespacial da rede, com as subestações próximas identificadas ... 108
Figura 28 Apresentação geoespacial da rede Modelo e todas as demais redes que fazem fronteira com a Subestação 108
Figura 29 Apresentação geoespacial dos trechos trifásicos da rede e todas as demais redes que fazem fronteira com a Subestação 109
Figura 30 Trechos trifásicos da rede 110
Figura 31 Localização das chaves de transferência de carga entre subestações 111
Figura 32 Localização das chaves aptas ao telecomando e telemedição 111
Figura 33 Níveis de tensão e frequência da energia elétrica em diversos países do mundo .. 121
Figura 34 Faixas de tensão em relação à tensão de referência. Fonte: PRODIST Módulo 8. 126
Figura 35 Níveis de baixa tensão para CERON extraído de (MACHADO SALES e colab., 2019) 130
Figura 36 Curva CAP para indicador de tensão crítica - DRC 143
Figura 37 Curva ROC para indicador de tensão crítica - DRC 143
Figura 38 Curva CAP para indicador de tensão precária - DRP 144
Figura 39 Curva ROC para indicador de tensão precária - DRP 144

Lista de tabelas

Tabela 1 Principais aspetos da regulação da qualidade do serviço 30
Tabela 2 Indicadores de desempenho da KEPCO 50
Tabela 3 Atributos adotados pela ANEEL até o terceiro ciclo de revisões tarifárias 61
Tabela 4 Atribuídos adotados pela ANEEL para a comparação de conjuntos elétricos a partir de 2015 61
Tabela 5 Ativos relacionados a telecomunicações aceitos pela ANEEL na distribuição de energia elétrica, compondo a base de ativos da distribuidora 66
Tabela 6 Custos de Interrupção publicados no Brasil 77
Tabela 7 Estudos usados na meta-análise 80
Tabela 8 CENS Residencial, Comercial e Múltiplo para diversos países em dólares PPP 2012 82
Tabela 9 Valor do PIB setorial pelo consumo médio de cada setor econômico para os setores residencial, comercial e industrial, em PPP 2012 83
Tabela 10 Valores dos múltiplos para cada setor econômico, com resultados em média e mediana 84
Tabela 11 Médias e medianas dos múltiplos por setor econômico e valor do múltiplo para o Brasil 84
Tabela 12 CENS calculado para a realidade brasileira, nos setores econômicos residencial, comercial e industrial, em USD/kWh PPP 2012 85
Tabela 13 DEC e FEC verificados para o ano de 2014 96
Tabela 14 Valores de DEC e FEC verificados para o ano de 2014 e energia não suprida (ENS). 96
Tabela 15 Indicadores de continuidade para a rede sem nenhuma automação; com 45 religadores alocados de maneira a diminuir os indicadores 97
Tabela 16 Valores do Religador (Valor principal + COM + CA) e custo anualizado (10%) .. 99
Tabela 17 Relação entre quantidade de religadores na rede e indicadores de qualidade 100
Tabela 18 Custo marginal da confiabilidade considerando somente a instalação de religadores 100
Tabela 19 Resultados da simulação de confiabilidade para a rede 112
Tabela 20 Tensão nominal superior a 230 kV 126
Tabela 21 Tensão nominal superior a 69 kV e inferior a 230 kV 126
Tabela 22 Tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV 127

Tabela 23 Tensão nominal inferior a 1 kV 127
Tabela 24 Compensações pagas por ano pela distribuidora relativas à tensão em regime permanente, de 2016 a 2012 131
Tabela 25 Seleção das principais variáveis com descrição e base de origem 137
Tabela 26 Resultados para o teste de índice de Moran com estimadores de DRC e DRP 138
Tabela 27 Resultados do modelo econométrico para DRC 140
Tabela 28 Resultados do modelo econométrico para DRP 141
Tabela 29 Resultados da predição de clientes com medições de DRC acima do prescrito no módulo 8 do PRODIST com modelos comparativos e 145
Tabela 30 Dados para descrição da carga elétrica (consumidor) 158
Tabela 31 Dados para descrição agregada de rede elétrica 161
Tabela 32 Dados para descrição do transformador 161
Tabela 33 Dados para descrição de trechos de baixa tensão (BT) 162

Sumário

1 Introdução 15
1.1 Inovações propostas 16
1.1.1 Conceituação da qualidade da energia na distribuição de energia elétrica 16
1.1.2 Custos de interrupção no Brasil 17
1.1.3 Melhoria da qualidade do serviço e seu custo marginal 17
1.1.4 Melhoria dos níveis de tensão para os consumidores considerando aspectos socioeconômicos 18
1.2 Organização do texto 19

2 Conceituação da qualidade da energia na distribuição de energia elétrica 21
2.1 Introdução 21
2.1.1 Interrupção do fornecimento de energia 22
2.1.2 Déficit de energia elétrica e modulação do consumo 24
2.1.3 Interrupções de longa duração e gastos da distribuidora 25
2.1.4 Custo da interrupção e custo social da energia não distribuída 26
2.1.5 Interrupções, custos e regulação 28
2.2 Regulação econômica da qualidade do serviço 29
2.2.1 Instrumentos da regulação de qualidade 29
2.2.2 Indicadores de qualidade do serviço 31
2.2.3 Relação entre qualidade coletiva e qualidade individual 32
2.2.4 Nível de qualidade ótimo 37
2.3 Panorama internacional da regulação da qualidade de energia elétrica 41
2.3.1 Introdução 41
2.3.2 Europa 42
2.3.2.1 Visão Geral 42
2.3.3 Reino Unido 45
2.3.4 Portugal 47
2.3.5 Japão 48
2.3.6 Coréia do Sul 49
2.4 Regulamentação da qualidade do serviço no Brasil 51
2.4.1 Histórico da regulamentação 51
2.4.2 Formação dos conjuntos elétricos para a definição dos níveis de qualidade 60
2.4.3 Breve visão sobre a atual regulamentação econômica da distribuição de energia elétrica no Brasil 62
2.4.3.1 Modelo setorial da distribuição de energia elétrica 62

2.4.3.2 Principais documentos da regulação econômica 63
2.4.4 Reconhecimento dos investimentos em qualidade da energia . 65
2.4.4.1 Índice de Aproveitamento de Ativos - IAS 65
2.4.4.2 Investimentos em ativos elétricos específicos para qualidade 65
2.4.4.3 Investimentos em ativos de telecomunicações 66
2.5 Conclusões 67

3 Custos de interrupção no Brasil 68
3.1 Introdução 68
3.2 Premissas e possibilidades de valoração do custo da qualidade 69
3.3 Trabalhos realizados no Brasil 71
3.4 Meta-análise a partir de dados internacionais 78
3.4.1 Custo da energia não suprida obtido por meta-análise e convertido a partir do PIB, consumo energético e população . 79
3.5 Conclusões 85

4 Melhoria da qualidade do serviço e seu custo marginal 88
4.1 Introdução 88
4.2 Contexto 89
4.3 Simulação e observação da realidade por meio de estudos de caso 92
4.4 Custo marginal de melhoria da qualidade obtido via simulação de redes elétricas 94
4.4.1 Dados utilizados 95
4.4.2 Otimização da qualidade do serviço 96
4.4.3 Custo marginal da melhoria da qualidade 98
4.4.4 Discussões e implicações dos resultados obtidos 101
4.5 Calculando o ganho de qualidade devido às funcionalidades de redes inteligentes 102
4.5.1 Premissas para cálculo de confiabilidade e fluxo de potência 103
4.5.2 Processo de execução do modelo 105
4.5.3 Descrição da rede e simulação 106
4.5.4 Discussões sobre os resultados 112
4.6 Conclusões 114

5 Melhoria dos níveis de tensão para os consumidores considerando aspectos socioeconômicos 117
5.1 Introdução 117
5.2 Visão histórica dos padrões de tensão 119
5.2.1 Atual regulação da qualidade da tensão em regime permanente 124

5.2.2 Situação de tensão em regime permanente na distribuidora. 129
5.3 Encontrando padrões para consumidores pior servidos – Metodologia 131
5.3.1 Econometria espacial 132
5.3.2 Aprendizagem de máquinas 133
5.4 Dados utilizados 134
5.5 Resultados 137
5.5.1 Econometria espacial 137
5.5.2 Aprendizagem de máquinas 142
5.5.3 Ganhos obtidos com os modelos 144
5.6 Conclusões 146
5.6.1 Fronteira de conhecimento e aspectos para futuros estudos . 148

6 Resultados e discussões 150

7 Próximos trabalhos 152

Referências 153

Anexo I – Dados obtidos da base SINAPGRID 158

1 Introdução

A qualidade do fornecimento de energia elétrica pode ser descrita por vasto número de atributos, tanto técnicos quanto não técnicos, de acordo com as características da sociedade atendida e dos aspetos que envolvem o setor elétrico. O termo qualidade, nesse contexto, significa um aspecto que pode ser mensurado e que pode ser comparado com um ou mais valores de referência.

É habitual, tanto em trabalhos acadêmicos quanto em textos normativos, o agrupamento de atributos e aspectos da qualidade em subgrupos da qualidade. Uma dessas formas de agrupamento é através de uma separação entre aspectos comerciais e aspectos técnicos, sendo a qualidade comercial à padronização com métricas para relação entre empresa e consumidores e a qualidade dos aspectos técnicos voltada à qualidade do fornecimento de energia elétrica, a qual é dividida em Qualidade do Produto ou *Power Quality;* e Qualidade do Serviço ou *Quality of Service* (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2021; FUMAGALLI e colab., 2007; KAGAN e ET AL., 2015).

A caracterização das formas de onda de tensão e corrente e as variações em relação aos valores ideais são o principal aspecto da qualidade do produto, já a qualidade do serviço é relacionada com as interrupções de longa duração e os tempos de restabelecimento no fornecimento de energia elétrica.

No Brasil, qualidade do serviço é o termo utilizado para caracterizar a atuação das empresas de distribuição de energia elétrica em relação à quantidade de interrupções de longa duração que os consumidores sofrem, bem como o tempo de reestabelecimento quando essas interrupções ocorrem, como estabelecido nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica, PRODIST (ANEEL, 2021). Em Portugal (ERSE, 2021) e em Cabo verde[1], países que compartilham a língua portuguesa como língua oficial, o termo Qualidade de Serviço abarca todos os aspectos concernentes à prestação do serviço, incluindo continuidade do serviço e qualidade do produto. Assim, em algumas regulações tanto a interrupção de curta duração quanto os padrões de tensão em regime permanente fazem parte da regulação da qualidade do serviço, como é o caso da regulação atual em Portugal.

---

[1] "Workshop de apresentação e discussão dos Regulamentos de Relações Comerciais e da Qualidade de Serviço do setor Elétrico", disponível em https://www.energiasrenovaveis.cv/cópia-an (22/11/2020).

Independentemente da nomenclatura e da classificação, ressalta-se que os efeitos de qualidade da energia elétrica afetam os consumidores e, consequentemente, a sociedade (CYRILLO, Ivo Ordonha, 2011). Após décadas de avanços técnicos e conceituais, o tema permanece atual e demanda entendimento dos conceitos e das possibilidades de utilização das informações obtidas em medições como será demonstrado ao longo desta tese.

Esta tese traz a público conceitos desenvolvidos ao longo de anos de trabalho, com enfoque no uso de informações disponíveis para tomada de decisões de maneira democrática, inovando na visão e aplicação de quatro aspectos:

- Conceituação da qualidade da energia;
- Custo social da energia não suprida;
- Custo da melhoria da qualidade; e
- Predição e descrição dos clientes com pior nível de qualidade.

A escolha dos temas e respectivos capítulos segue uma lógica de aplicação e resultados. O capítulo de conceituação aborda os principais tópicos para o entendimento da qualidade da energia e sua regulação. Os três temas e capítulos subjacentes foram escolhidos segundo dois critérios fundamentais: relevância para o setor e uso de material inovador na área. Dado o diferencial de uso de ferramentas no tratamento de cada um dos temas, em cada capítulo, é feita a revisão bibliográfica para apresentar a situação vigente e a inovação proposta.

Duas premissas essenciais conduzem esta tese: i) a primazia pela escolha da sociedade sobre os serviços que a atendem; e ii) o uso de dados para avaliar a situação atual para tomada de decisão.

Os dados utilizados são prioritariamente públicos, sendo de total acesso às distribuidoras e à ANEEL, permitindo aplicação e validação das análises para todas as áreas de concessão e para todos os estados brasileiros.

1.1 Inovações propostas

1.1.1 Conceituação da qualidade da energia na distribuição de energia elétrica

Este capítulo propõe novas definições para conceitos relacionados à qualidade, sobretudo à interrupção, com a sociedade em primeiro plano na análise e abordando questões pertinentes aos consumidores. A análise da situação da qualidade da energia para o Brasil e para

alguns exemplos internacionais é feita a partir de conceitos, visando à elucidação de características da regulação da qualidade coletiva e individual.

Várias evidências são apresentadas e ilustradas quanto à diferenciação da qualidade coletiva da qualidade individual, inclusive com o exemplo do Brasil em relação à ineficácia do uso de compensações por indicadores individuais para melhorar a qualidade em relação ao uso de políticas de incentivos e penalidades por indicadores coletivos.

Também são selecionados os principais conceitos de qualidade e distribuição de energia que serão abordados nos demais capítulos, destacando-se o custo da energia não suprida, do ponto de vista do consumidor; o custo da melhoria da qualidade, do ponto de vista da sociedade e, por fim; a análise de clientes pior servidos, assunto correlato à regulação da qualidade individual.

1.1.2 Custos de interrupção no Brasil

O Brasil não possui, oficialmente, um valor para descrever o custo da qualidade da energia para o consumidor e para a sociedade, de maneira que as políticas públicas e as decisões da Agência Reguladora de Energia Elétrica (ANEEL) são tomadas sem considerar um custo social. Fato muito relevante em relação à qualidade do serviço e, consequentemente, ao custo da interrupção do serviço de distribuição de energia elétrica para a sociedade.

Portanto, esta tese inova em diversos aspectos:

- Conceituação da importância da valoração do custo social da energia não suprida e das premissas adotadas no uso do valor econômico;
- Levantamento histórico dos valores de custo da interrupção pesquisados e publicados no Brasil até 2020, bem como sua organização em uma tabela com os principais valores calculados; e
- Uso de meta-análise para cálculo da correspondência dos valores internacionais de custo da energia não suprida à realidade econômica brasileira.

1.1.3 Melhoria da qualidade do serviço e seu custo marginal

A qualidade da energia pode ser ajustada através do aporte de investimentos em redes elétricas e em tecnologias de rede específicas para redução no tempo de horas interrompidas e na frequência de interrupção. No entanto, definir quais são os valores mínimos necessários para

uma melhoria de qualidade é complexo tanto para as distribuidoras quanto para as agências reguladoras, pois de um lado as distribuidoras procuram aumentar seus lucros sem incorrer em riscos e por outro as agências reguladoras, que detém menos informações particulares do negócio de distribuição do que as distribuidoras, almejam o menor custo possível.

Uma forma objetiva de solucionar essa situação é calcular o custo que necessário para melhorar a qualidade, utilizando-se de informações da públicas da própria distribuidora. O custo necessário para a melhoria de um nível de qualidade para um nível logo acima é chamado de custo marginal[2] da melhoria da qualidade.

Esta seção apresenta contribuição fundamental para o cálculo do custo marginal da melhoria da qualidade da melhoria da qualidade do serviço no Brasil, com metodologia, valores e os possíveis limites do aprimoramento marginal. Assim, em conjunto com os resultados apresentados nas duas seções precedentes, a sociedade passa a ter mais instrumentos para escolha do nível adequado de qualidade. As inovações foram no ferramental, no uso inovador de dados disponíveis para obtenção de resultados e na própria proposição de abordagem do problema, demonstrando dois aspectos:

- É possível utilizar dados públicos das redes elétricas para calcular custo marginal da melhoria da qualidade, como provado nesta tese; e
- A penetração de funcionalidades de redes inteligentes traz benefícios mensuráveis em relação à qualidade do serviço, porém as atuais condições estruturais das redes de distribuição podem barrar o ganho esperado e este e seus limites podem ser calculados a partir da simulação e de informações da Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD) e dos resultados da qualidade do serviço, como demonstrado na tese.

1.1.4 Melhoria dos níveis de tensão para os consumidores considerando aspectos socioeconômicos

A regulação da qualidade da tensão em regime permanente, no Brasil, é isonômica para consumidores tanto em relação à definição de limites de indicadores quanto às compensações em si, o que não acontece com a atual regulação de qualidade do serviço que, como apresentado

---

[2] Custo marginal, ou valor marginal, é um conceito econômico para identificar a variação, ou derivada, de um valor econômico em relação a outra variável, que neste caso, é a melhoria da qualidade em relação a um determinado nível de qualidade

neste estudo, tem compensado consumidores com melhor atendimento, em detrimento daqueles pior atendidos. Adicionalmente, há histórico de dados de medição para esse aspecto da qualidade. Assim, escolhe-se a qualidade da tensão em regime permanente para estudo de quais são os clientes pior servidos e, sobretudo, se existe correlação entre características da rede e da sociedade em relação ao não cumprimento dos padrões mínimos de qualidade.

As ferramentas utilizadas são econometria espacial e aprendizado de máquinas, tanto para formalizar a análise das características correlacionadas com os clientes pior servidos, quanto para mostrar na utilidade do uso de dados na predição[3] de tais clientes, permitindo às distribuidoras ação preventiva para mitigar eventuais problemas com a qualidade da energia.

Foram utilizados dados correspondentes a mais de meio milhão de consumidores, por meio do uso da BDGD e de dados do censo demográfico. Os resultados mostram que a escolha ferramental foi correta e que é importante o uso de dados socioeconômicos para previsão da qualidade da tensão em regime permanente no Brasil.

Esse estudo é inovador em todos os aspectos: no uso do ferramental de econometria espacial para a análise da situação; no uso massivo de dados de toda a rede elétrica de uma concessão; no uso adicional de dados socioeconômicos na predição de clientes com problemas de tensão em regime permanente. O uso de dados públicos abre caminho para que mais estudos sejam feitos no Brasil.

1.2 Organização do texto

Esta tese é organizada em sete capítulos, referência bibliográfica e um anexo.

Além do capítulo introdutório, há quatro capítulos focados em apresentar as temáticas da qualidade da energia elétrica para os consumidores, sobretudo em relação à distribuição, bem como os aspectos de cada inovação e seus resultados, divididos da seguinte maneira:

- Conceituação da qualidade da energia elétrica e sua distribuição;
- Custo da interrupção no Brasil;
- Melhoria dos níveis de tensão para os consumidores considerando aspectos socioeconômicos; e
- Melhoria da qualidade do serviço e seu custo marginal.

---

[3] Prever e predizer tem origens semânticas similares, porém a palavra predição tem preferência no contexto de aprendizado de máquinas e econometria.

Embora cada uma dessas quatro seções contenha sua respectiva conclusão, há um capítulo para resultados e discussões, com a visão do autor para os temas abordados nesta tese e seus resultados. Por fim, o capítulo de Próximos trabalhos apresenta alguns temas que podem ser continuados a partir do ponto atual de desenvolvimento científico apresentado neste estudo.

2 Conceituação da qualidade da energia na distribuição de energia elétrica

2.1 Introdução

Este capítulo define conceitos em relação à qualidade da energia elétrica e sua distribuição para o consumidor, focando sobretudo em aspectos da qualidade do serviço, como interrupção do fornecimento, seu custo percebido pela sociedade e os mecanismos regulatórios, em prática no Brasil e no mundo, visando à eficiência econômica e à justiça social.

Dentre os objetivos almejados está a demonstração de que há um custo para a sociedade em decorrência das interrupções, situação que pode ser mitigada pela regulação.

A escolha dos conceitos a serem tratados impõe novidades necessárias quanto à interrupção e suas consequências para a sociedade. Notadamente, ao definir novas fronteiras para o entendimento de interrupção, apresentam-se novos contextos sociais e econômicos e que não representados na atual regulamentação da qualidade de energia no Brasil.

Também é fundamental recapitular temas em pauta no setor, mas ainda sem convergência de entendimento, sobretudo as formas de evitar situações em que determinados tipos de consumidores possam ter acesso à qualidade muito inferior à maioria e como é possível equalizar a relação entre investimentos em qualidade e a demanda da sociedade.

Uma visão internacional da qualidade do serviço é dada com o intuito de situar o texto sobre as mais modernas e eficientes práticas no mundo para a definição de níveis adequados de qualidade, sem a pretensão de dirimir todo o arcabouço regulatório e legal sobre o assunto. O fundamento é mostrar como países similares e diferentes se comportam em relação à qualidade da energia e quais são os valores obtidos quanto aos indicadores de qualidade.

Essa seção também oferece imagens e textos para ilustrar as deficiências da atual regulamentação da qualidade do serviço. Por fim, são apresentadas referências na própria regulação para posicionar o texto e o leitor relativamente às possibilidades de investimentos em qualidade da energia no Brasil, em relação à qualidade do serviço, o que possibilitará o desenvolvimento dos capítulos 3 e 4.

2.1.1 Interrupção do fornecimento de energia

O fornecimento de energia elétrica, em condições normais, é fiável, continuamente padronizado, disponível e acessível economicamente. O dicionário Aurélio (FERREIRA, 2010) define duas acepções importantes para a palavra interrupção: “ato ou efeito de interromper; suspensão” e “aquilo que faz cessar um ato ou estado”. De fato, essas duas possibilidades estão presentes no fornecimento de energia elétrica. Um consumidor pode pedir para ter seu fornecimento interrompido, cessando o serviço. No entanto, neste trabalho, interrupção é quando o consumidor, contrariamente à sua vontade, tem seu fornecimento de energia elétrica suspenso ou alterado, impedindo o seu consumo por um intervalo de tempo. Adicionalmente, distingue-se da situação de déficit de energia, que será abordada na próxima seção.

Em relação à rede de distribuição de energia elétrica, uma interrupção ocorre quando o consumidor passa a não perceber tensão apropriada na fronteira com a distribuidora, causando interrupção no uso da energia elétrica. Atualmente, uma das formas adotadas para se classificar a interrupção consiste no tempo decorrido entre o seu início e o seu fim, com interrupções de longa e de curta duração.

O período de tempo necessário para que uma interrupção seja considerada de longa duração depende da norma adotada em cada região. Por exemplo, para a maior parte dos países europeus, é preciso decorrer três minutos de interrupção para que ela seja considerada de longa duração (CEER, 2012), assim como para a maioria dos estados dos EUA e para o Canadá (ETO; LACOMMARE, 2008). No Brasil, define-se interrupção de longa duração como “toda interrupção do sistema elétrico com duração maior ou igual a 3 (três) minutos”, conforme disposto no Módulo 1 dos Procedimentos de Distribuição publicados pela ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2018a).

Outra maneira de classificar uma interrupção está relacionada com o conhecimento prévio de sua existência. Uma interrupção de energia pode ser informada com antecedência ao consumidor ou ser intempestiva. Em geral, a interrupção com aviso prévio decorre de intervenções programadas na rede para ações de manutenção ou obras de expansão ou mesmo por não haver energia disponível. As interrupções causadas por falhas nas redes, manobras ou ações da distribuidora ou por agentes operando o sistema elétrico, não notificadas com antecedência adequada, são classificadas como interrupções intempestivas.

Constata-se que a definição de interrupção adotada nesta tese é centrada na percepção do consumidor ou do agente que contrata o serviço. Nesse caso, observam-se ainda duas caracterizações não evidentes sobre interrupção: definição de níveis de tensão em regime

permanente para os quais se considera uma interrupção; e tratamento econômico sobre a pobreza energética e suas consequências.

Relativamente à tensão, ressalta-se que os consumidores são penalizados com interrupções do uso final de energia elétrica em decorrência de subtensão e sobretensão. Os patamares para que isso aconteça dependem da tecnologia aplicada no uso final e das proteções elétricas. No Brasil, a própria regulação não é coesa quanto à identificação do nível de tensão a partir do qual há interrupção, encontra-se tanto níveis de 0,1 p.u[4] no Módulo 1 do PRODIST (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2018a) para interrupção momentânea ou temporária de tensão, e não há limites para a interrupção de longa duração. No entanto, o Módulo 8 do PRODIST estabelece que "há interrupção sempre que a tensão de fornecimento for igual ou inferior a 70% (setenta por cento) da tensão nominal" (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2021). A norma técnica brasileira NBR 14039 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2005) aponta a necessidade de proteção contra a mínima e a máxima tensão e a falta de fase, especificamente "devem ser consideradas medidas de proteção quando uma queda de tensão significativa (ou sua falta total) e o posterior restabelecimento dessa forem suscetíveis de criar perigo para pessoas e bens ou de perturbar o bom funcionamento da instalação", sem especificar qual tensão seria. Entende-se, portanto, que há determinados limites de tensão nos quais o serviço passa a ser interrompido para o consumidor. Nota-se que, para sobretensão em regime permanente, não há limites explícitos para identificação de interrupção de fornecimento no Brasil, mas há observações sobre a penetração de geração distribuída e aumento nos níveis de tensão (ALQUTHAMI e colab., 2020; SHARMA e colab., 2020).

Em relação às questões de universalização da energia elétrica (BRASIL, 2002, 2003; FUGIMOTO, 2005), observa-se que tanto o seu acesso quanto o seu uso devem ser garantidos ou possibilitados pela regulação. No Brasil, o acesso aos consumidores foi amplamente possibilitado por meio do programa Luz Para Todos (GÓMEZ e SILVEIRA, 2010), entretanto, a pobreza energética (MARCHAND e colab., 2019; PEREIRA e colab., 2010; PRIMC e SLABE-ERKER, 2020) implica limitação do consumo de energia ou de seu uso final. Em situações extremas, há a total cessão do serviço por falta de pagamento do consumidor para com as empresas responsáveis pelo fornecimento de energia, podendo ter como consequência

[4] A notação p.u. representa "por unidade" é uma forma de mensurar a proporção entre uma grandeza elétrica e sua base de comparação ou valor nominal. Por exemplo, 0,1 p.u. de uma tensão representa 10% de seu valor de base de comparação, que nesse caso é a tensão nominal.

a interrupção do suprimento para tal consumidor e, assim, também pode ser considerada uma das formas de interrupção do serviço de energia elétrica por parte dos consumidores. Tecnologias de redes inteligentes, capazes de realizar o corte de fornecimento de grande quantidade de consumidores, devem acentuar a interrupção de fornecimento de energia decorrente de pobreza energética, na medida em que facilitam ou reduzem os custos de medidas de interrupção, tais como cortes de fornecimento ou a desconexão. Esse tema é particularmente importante na definição de custos e impactos sociais derivados das interrupções de energia elétrica e poderia ser abordado por políticas públicas específicas (PRIMC e SLABE-ERKER, 2020).

A interrupção de energia para os consumidores pode estar relacionada com a falta de capacidade para transportar ou distribuir energia em um dado momento. Esse tipo de defeito é geralmente de curta duração e, na maioria das vezes, essa interrupção não é acompanhada de um aviso, de modo que o custo observado pela sociedade é elevado, pois não é possível discriminar o tipo de consumo afetado pela falha[5].

2.1.2 Déficit de energia elétrica e modulação do consumo

Déficit de energia refere-se a uma situação em que a quantidade de energia, que seria consumida em média ao longo de um determinado período, excede a energia disponível nesse tempo. No Brasil, o custo do déficit é geralmente associado à capacidade e ao custo de geração de energia elétrica (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE e MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME, 2019). A escassez de energia pode acontecer quando não há combustível ou afluências hídricas suficientes disponíveis; ou o fluxo de entrada de novas unidades de geração é insuficiente para atender a demanda; ou por falta de capacidade de geração em períodos de ponta, normalmente de maneira marginal(EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE, 2020). As situações descritas pela EPE normalmente são observadas antecedência, de maneira a avaliar os eventuais custos necessários para o que o déficit de energia não venha a ocorrer e gerar possíveis interrupções. Nesse sentido, o custo do déficit utilizado pela EPE para o planejamento de 2019 foi de R$ 4.944,89/MWh, ou seja, o valor de custo da geração a partir do qual a sociedade começa a perceber possível déficit de energia.

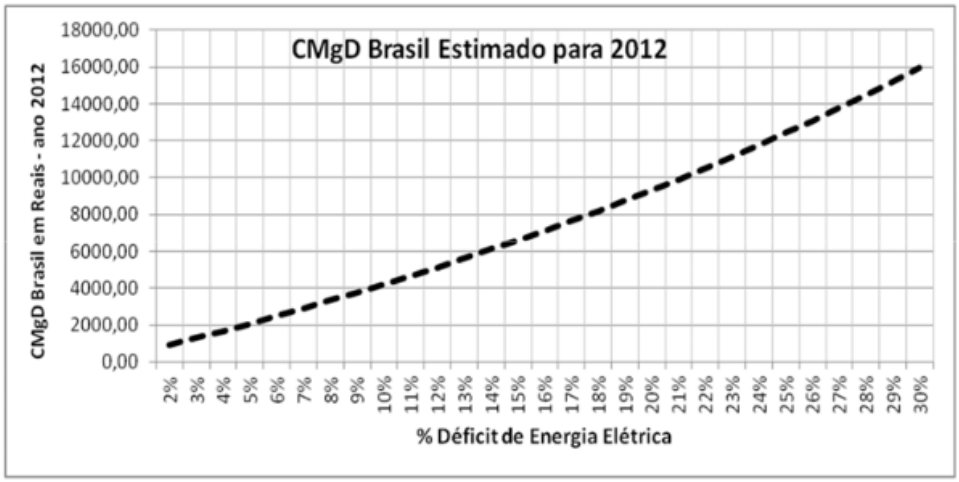
---

[5] Em casos extremos, eventos na rede elétrica podem levar a interrupções prolongadas, como no Estado do Amapá, em novembro de 2020 (PAMPLONA, 2021; STAFF, 2020).

Em geral, o déficit de energia, como situação, permanece durante períodos relativamente longos, semanas, meses ou mesmo anos, podendo, inclusive, resultar em racionamento do uso da energia. Como esses episódios são de longa duração, deveriam ser precedidos por anúncios prévios à população.

O déficit de energia também pode ser observado do ponto de vista do consumo. O custo marginal do déficit foi estudado, por exemplo, por (VASCONCELOS, 2014), por meio do expediente de matriz insumo-produto, caracterizando esse custo para a sociedade a cada porcentagem de aumento, com variação de 912,19 R$/MWh para déficits de 2% a 15.971,39 R$/MWh para déficits de 30%, conforme Figura 1.

Figura 1 Custo Marginal do Déficit no Brasil em R$/MWh (CMgD), com variação do déficit entre 2% e 30% com base em dados de 2012



Fonte: Extraído de (VASCONCELOS, 2014)

Assim, caso a sociedade possa priorizar o consumo de energia elétrica, uma solução seria reduzi-lo ou modulá-lo, de maneira que os consumidores e a sociedade possam priorizar seus usos finais. Situação muito diferente de uma interrupção, na qual não é possível para a sociedade ou para o consumidor priorizar o consumo de energia.

2.1.3 Interrupções de longa duração e gastos da distribuidora

Do ponto de vista do funcionamento da distribuição de energia elétrica, há duas dimensões fundamentais que caracterizam a confiabilidade do sistema em relação às interrupções: a duração e a frequência das interrupções (FUMAGALLI e colab., 2007; KAGAN e colab., 2010).

Tanto a duração das interrupções quanto sua frequência podem diminuir a partir de investimentos feitos pelas distribuidoras.

Munasinghe e Gellerson (1979) mostraram ser possível se estabelecer uma relação entre padrões de redes, custos e a qualidade resultante, permitindo a escolha econômica entre tarifa, qualidade e padrão de rede. Munasinghe, de fato, contribuiu ativamente para o início da definição de otimização do sistema, considerando o valor econômico do custo da qualidade da energia. Cyrillo, Pelegrini, Almeida et al. (2017) apontaram, ainda, a possibilidade de alterar significativamente o padrão de qualidade do serviço sem alterar o padrão de rede, por meio de religadores, quantificando a relação entre investimentos e qualidade. Ou seja, é possível níveis de qualidade do serviço com investimentos, sejam eles estruturantes (padrões de rede) ou marginais (religadores, por exemplo).

Ações operativas influenciam na qualidade do serviço, como, aumentar a quantidade de equipes para atendimentos de interrupções reduz o tempo médio da duração dos intervalos; ampliar as podas de árvores também pode reduzir a frequência de interrupções. No Brasil, (CORTON e colab., 2016) demonstrou a relação entre custos operacionais e variação da qualidade do serviço, indicando também a baixa efetividade da regulação quanto ao incentivo na melhoria da qualidade via adequação dos custos operacionais.

2.1.4 Custo da interrupção e custo social da energia não distribuída

De modo geral, o conceito de custo da interrupção de energia elétrica é utilizado na literatura internacional para definir e agrupar os custos econômicos que afetam a sociedade, resultantes de uma interrupção de fornecimento (CYRILLO, I. O. e colab., 2009; CYRILLO, Ivo Ordonha, 2011; FUMAGALLI e colab., 2007; KAGAN e ET AL., 2015; MAGALHÃES, 2009).

O custo da interrupção (CI), na sua definição usual, representa o prejuízo que um consumidor sofre quando a interrupção de fornecimento o afeta sem que ele tenha sido avisado previamente. Esse custo, em R$/interrupção, normalmente varia em função do tempo.

A cada modalidade de consumidor afetado por uma interrupção está associado um valor do prejuízo causado. O custo de interrupção de energia em uma indústria têxtil, por exemplo, é diferente de um grande comércio ou de uma residência. Na literatura, os custos da interrupção são publicados agregados por tipos de consumidores e por atributos relacionados com a interrupção (horário da interrupção, tempo de interrupção, estação do ano etc.). Esses valores agregados também são conhecidos como “funções de custos dos consumidores”, normalmente valoradas por R$/kWh de interrupção (BILLINTON, 2007; MASSAUD e colab., 1994).

O conceito de Energia Não Suprida (ENS), na sua definição usual, é da energia que deixou de ser consumida em decorrência de uma interrupção. O Custo Social da Energia Não Suprida (CENS) é a monetarização dos custos diretos e indiretos para toda a sociedade, decorrentes da energia não fornecida. Esse valor diverge do custo da energia não faturada pela distribuidora. O valor do CENS pode agregar o custo da interrupção de diversos agentes, de maneira a representar a sociedade como um todo, dentro de uma área de concessão, indicando o valor médio do custo da interrupção em R$/MWh.

No Brasil, em função da diferenciação histórica entre os planejamentos energéticos e o da distribuição de energia elétrica, é comum o termo Energia Não Distribuída (END) e, o consequente, Custo da Energia Não Distribuída (CEND). Nesta tese, utilizou-se o termo ENS, pois internacionalmente é o mais utilizado em publicações e conferências do setor, observando-se tratar-se do custo da energia não suprida ao consumidor, ou seja, não é o custo da energia produzida.

Em relação aos custos em decorrência de uma interrupção de fornecimento, a literatura distingue dois tipos associados aos consumidores afetados: os diretos e os indiretos (CYRILLO, Ivo Ordonha, 2011). Os custos totais para os consumidores afetados são a soma dos custos diretos e indiretos.

Os custos diretos são aqueles que ocorrem durante o corte, normalmente identificados como os custos para os consumidores, devido à interrupção de sua atividade normal de produção ou de consumo direto, como, por exemplo: perda de produção, perda de bem-estar, retomada do processo de produção, deterioração de matéria prima, entre outros.

Os custos indiretos são os praticados pelos consumidores quando compram equipamentos ou executam instalações para adequar o nível de confiabilidade que necessitam diante do que a rede pública lhes oferece. Nesse caso, estão incluídas compra de geradores de emergência e de *nobreaks*, geração de cópias de segurança de documentos e dados, entre outros.

Para a sociedade, há outros custos associados às repercussões de uma interrupção do serviço de energia, como, uma interrupção na rede que alimenta o transporte público que utiliza energia elétrica, afetando tanto os usuários do transporte quanto a produção nos estabelecimentos industriais ou comerciais que dependem da mão de obra que não foi transportada.

O custo de uma interrupção de energia para a sociedade representa a soma dos prejuízos diretos e indiretos que atingem os consumidores, aos quais são adicionados os custos do impacto nos outros setores afetados.

A quantificação do Custo de Interrupção (CI) e do Custo da Energia Não Suprida (CENS) é importante para a otimização de planejamento dos investimentos na rede e no desenho de esquemas tarifários, dado a relação entre gastos das distribuidoras e qualidade do serviço.

2.1.5 Interrupções, custos e regulação

Os custos da interrupção para a sociedade, de maneira direta ou indireta, são impactantes. Por outro lado, as distribuidoras de energia elétrica podem reduzir tanto a frequência quanto a duração das interrupções a partir de aumento de gastos.

Essa é a questão fundamental que tange a regulação da qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica. É uma questão social, econômica e técnica. Se por um lado os consumidores são impactos pelos distúrbios, o aumento de gastos na distribuição também pode afetar as tarifas e o próprio custo da energia distribuída.

Uma regulação adequada procura atender os princípios sociais estabelecidos enquanto busca otimizar a relação entre gastos e benefícios, com a maior eficiência possível.

2.2 Regulação econômica da qualidade do serviço

2.2.1 Instrumentos da regulação de qualidade

A qualidade do fornecimento de energia elétrica é descrita por vasto número de atributos, tanto técnicos quanto não técnicos, de acordo com as características da sociedade atendida e os aspetos que envolvem o setor de energia elétrica. Alguns desses atributos estabelecem padrões para medir as relações entre os agentes, descrita como "Qualidade Comercial". Outros atributos estão relacionados a questões técnicas, garantindo fornecimento contínuo e adequado de energia elétrica. A "Qualidade da Energia" ou também chamada de "Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica" é dividida em Qualidade do Produto, *Power Quality* e Qualidade do Serviço, *Quality of Service*, seguindo as definições de Kagan e Fumagalli (FUMAGALLI e colab., 2007; KAGAN e ET AL., 2015).

A caracterização das formas de onda de tensão e corrente e as variações em relação aos valores ideais são o principal aspeto da qualidade do produto, já a qualidade do serviço é relacionada com as interrupções de longa duração e os tempos de restabelecimento no fornecimento de energia elétrica.

Na prática, os reguladores utilizam instrumentos para atingir objetivos normativos. Segundo (E. Fumagalli et al., 2007), os reguladores visam a 4 objetivos básicos para regulação da qualidade, os quais são observados na prática da regulação, sobretudo na Europa. Esses objetivos, de maneira sintética, são: i) recolher informações e torná-las disponíveis; ii) proteger os consumidores com pior atendimento; iii) promover a melhoria da qualidade e; iv) favorecer mecanismos de mercado e de competição.

A

Tabela 1, extraída de (Elena Fumagalli et al., 2009) apresenta os principais aspetos da regulação, objetivos e instrumentos. Instrumentos regulatórios para qualidade são ferramentas aplicadas aos negócios ligados à distribuição de energia elétrica com o intuito de proporcionar a qualidade adequada para a sociedade. Os instrumentos estão ligados aos atores do jogo de regulação, no entanto, é possível identificar, no cenário internacional, os principais e mais frequentes instrumentos de regulação da qualidade, nos três aspetos característicos: qualidade comercial, qualidade do produto e qualidade do serviço ou continuidade do fornecimento.

Tabela 1 Principais aspetos da regulação da qualidade do serviço

	Coletar informações e torná-las disponíveis	**Proteger os consumidores com pior atendimento**	**Promover melhoria de qualidade**	**Favorecer mecanismos de mercado e competição**
Qualidade Comercial	Padrões regulatórios para registrar as requisições dos clientes	Garantias individuais no atendimento dos prazos	Políticas de incentivos e penalidades para Call Centers	Livre mercado para conexão
Continuidade do Fornecimento	Padrões regulatórios para registrar as interrupções	Garantias individuais na duração de uma interrupção	Políticas de incentivos e penalidades para duração média das interrupções	Contratos especiais para melhor qualidade
Qualidade da Tensão	Campanhas de medição	Padrões de qualidade da tensão		Contratos especiais na qualidade da tensão

Fonte: Elaboração própria a partir de Fumagalli, 2009

A medição e a publicação dos dados de indicadores de qualidade configura-se como o primeiro instrumento regulatório. Dentre os princípios jurídicos estabelecidos na regulação de serviços de rede, a isonomia é uma das bases, pois tornar as informações disponíveis de maneira correta é um dos princípios básicos da regulação de qualidade. Para isso, é fundamental que todos os agentes recolham a informação de maneira padronizada, “regulada”, válida e passível de auditoria, uma vez que os dados brutos de qualidade são obtidos pela distribuidora e pelos geradores. A partir dos dados brutos, deve ser aplicada uma metodologia única entre todos os agentes para o cálculo de cada indicador. Por fim, os indicadores devem ser publicados com amplo acesso, tanto para os consumidores individualmente quanto em formas comparativas, para indicar quais distribuidoras e/ou regiões estão mais comprometidas com a qualidade.

O segundo instrumento regulatório é a definição de padrões de performance, que visam estabelecer os níveis esperados de qualidade do serviço, tanto em relação à qualidade individual quanto em relação à qualidade coletiva.

Para garantir que esses níveis de qualidade sejam atendidos, o regulador pode definir incentivos, penalidades e compensações individuais, configurando-se como o terceiro instrumento regulatório. Por fim, o regulador pode permitir ser possível ao consumidor optar por um nível de qualidade superior, ou premium, negociada diretamente com a distribuidora.

Do ponto de vista histórico, cada sociedade evoluiu suas normas de acordo com as necessidades. Em locais onde o padrão de rede é enterrado, como em grande parte da Europa, até a década de 2000, eram comuns as Garantias de Atendimento "*Guaranteed Standard"*, com objetivo de proteger os consumidores de situações como longas horas seguidas de interrupção. Já em outros países, como o Brasil, a definição mais importante é a dos indicadores coletivos, que precedem a definição de indicadores individuais e de seus limites (DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA – DNAEE, 1978a).

Observando a atuação das agências reguladoras, também há outras práticas que visam ao atendimento de níveis de qualidade. Uma delas é a vinculação de atendimento da qualidade ao contrato de concessão. Outra, por exemplo, é a vinculação de eventuais multas por não atendimento do serviço com a melhoria de qualidade dos consumidores pior atendidos.

De maneira geral, observa-se na prática internacional:

- Definição de indicadores de interrupção representativos do serviço da distribuidora e do impacto individual ao cliente;
- Definição de padrões de qualidade coletivos, por meio de políticas de incentivos e penalidades;
- Garantia de padrões mínimos individuais de qualidade, através de compensações aos consumidores, que visam a ressarcir os clientes por eventuais danos decorrentes de interrupções elétricas, ao mesmo tempo que;
- Possibilitem aos consumidores ou setores dependentes de melhor qualidade do serviço optarem por qualidade premium, arcando com os custos relativos.

2.2.2 Indicadores de qualidade do serviço

Dentre os vários fenômenos que degradam a qualidade de fornecimento, destaca-se a interrupção de longa duração, cujo tempo mínimo depende da norma adotada em cada região (três minutos na grande maioria da Europa (CEER, 2012), e cinco minutos na maioria dos EUA e Canadá (ETO; LACOMMARE, 2008)). Adicionalmente, a frequência de interrupções é outro parâmetro observado.

O padrão internacional IEEE 1366 de 2003 (IEEE, 2003), adotado nos EUA e no Canadá, por exemplo, apresenta um conjunto de termos e definições que promovem a padronização dos indicadores de qualidade por intermédio da identificação dos fatores que afetam a qualidade do serviço. Esse método incentiva as análises comparativas entre as

empresas distribuidoras de energia. Dois indicadores desse padrão são amplamente citados ou utilizados na literatura de confiabilidade: SAIFI (*System average interruption frequency index*), relativo ao número de interrupções médias por consumidor e SAIDI (*System average interruption duration index*), tempo de interrupção média por consumidor.

Os indicadores podem ser caracterizados de maneira agregada ou por evento. Os indicadores agregados visam a computar a duração total ou a quantidade total de interrupções em determinado espaço de tempo. Indicadores individuais visam a caracterizar cada interrupção.

No Brasil, o desempenho das distribuidoras de energia elétrica, quanto à continuidade do serviço prestado, é regulado e fiscalizado pela ANEEL com base em metas definidas por indicadores coletivos e individuais. Os aspectos regulatórios desse tema estão descritos no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2021). Nesse mesmo módulo, é estabelecido procedimento para a busca de eficiência na aplicação dos recursos em relação à qualidade do serviço.

Em relação à confiabilidade das redes de distribuição, os principais indicadores utilizados no Brasil são o DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), com conceitos similares ao SAIDI e SAIFI, respectivamente. No Brasil há também o uso de indicadores médios individuais e, entre os principais, estão DIC (Duração de interrupção individual por unidade consumidora), FIC (Frequência de interrupção individual por unidade consumidora) e DMIC (Duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou ponto de conexão).

Outros indicadores, além de duração total e interrupção por cliente, podem ser utilizados na regulação da qualidade, porém o são em poucos países ou em casos específicos, como aponta o trabalho de Jenny Perez e Paola (PEREZ e PAOLA, 2016).

2.2.3 Relação entre qualidade coletiva e qualidade individual

A relação entre os instrumentos básicos da regulação de qualidade de energia elétrica é complexa, depende de questões técnicas, socioeconômicas e jurídicas.

Os padrões estruturais de redes de distribuição definem diretamente o comportamento de confiabilidade do serviço. De maneira geral, redes subterrâneas apresentam poucas interrupções, porém de longa duração. Já as redes aéreas radiais, apresentam mais interrupções em relação às redes subterrâneas, mas podem ser corrigidas mais rapidamente.

A estrutura social no espaço geográfico também impacta diretamente a qualidade do serviço. Áreas de maior densidade de consumo requerem mais investimentos, mais redes e, normalmente, dispõem de maior facilidade para aumentar a confiabilidade elétrica, enquanto áreas rurais, de baixa densidade populacional, costumam apresentar menor quantidade de redes elétricas para auxiliar a divisão de demanda de energia no caso de interrupções.

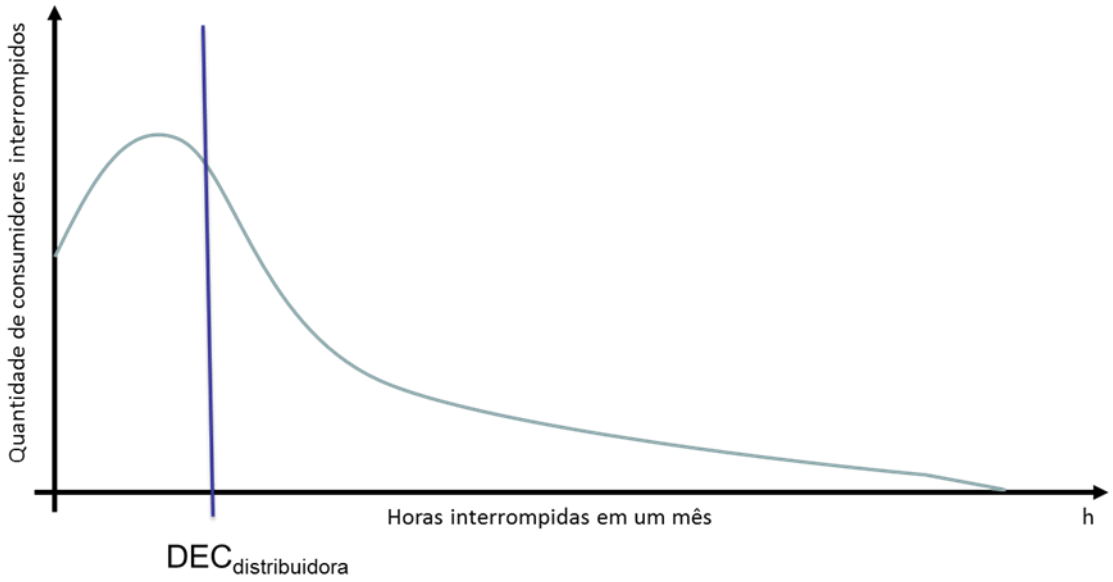
As regras regulatórias podem permitir que consumidores em uma mesma área de distribuição paguem o mesmo valor tarifário para o consumo de energia elétrica para qualidade de serviço diversa, como acontece no Brasil. Por outro lado, regras regulatórias podem impor que consumidores em uma mesma área de distribuição e com mesmo valor tarifário recebam qualidade do serviço com determinado padrão, vinculado com a tarifa.

Em função desses e de outros diversos aspectos inerentes à distribuição de energia elétrica, há uma relação complexa entre a qualidade coletiva e a qualidade individual. Valores médios de indicadores de qualidade, chamados de qualidade coletiva, espelham a percepção social da qualidade somente nos casos em que a média é muito similar aos acontecimentos individuais, ou seja, têm baixa dispersão.

Na Figura 2[6], observa-se uma situação típica na avaliação das interrupções ocorridas em um período de uma distribuidora. Nesse gráfico, há muitos consumidores sem interrupção, o que é esperado em uma rede de distribuição corretamente gerida. Também se observa que a curva resultante não é uma função de distribuição normal, havendo uma “cauda” que mostra alguns consumidores pior atendidos (com quantidade de horas interrompidas muito maior do que a média e o desvio padrão). A curva também aponta que o valor médio de horas interrompidas por clientes, $DEC_{distribuidora}$, pode apresentar média e pico (i.e, valor mais observado de tempo de interrupção individual) diferentes.

[6] As figuras dessa seção foram apresentadas pelo autor em diversos eventos e textos, incluindo consultas públicas da ANEEL, tal como na consulta pública ANEEL 38/2019.

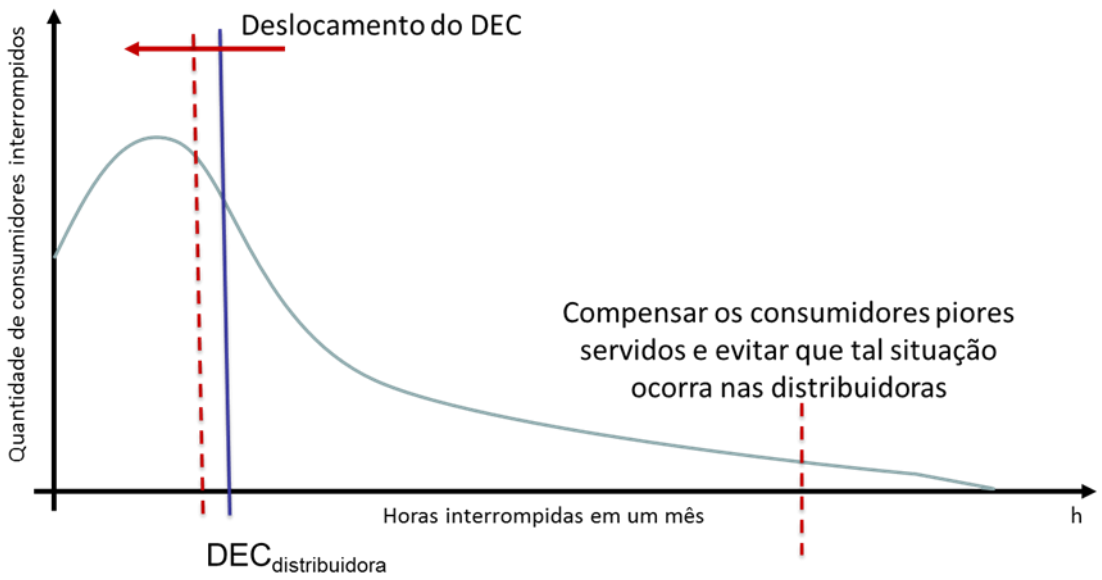
Figura 2 Gráfico ilustrativo considerando a quantidade de consumidores com distribuição interrompida por tempo de parada acumulado no mês



Na atual regulamentação brasileira, por exemplo, os limites de qualidade individual (DIC, FIC, DMIC) estão correlacionados com a qualidade coletiva de cada conjunto elétrico. Como apontado em ENERQ (2014), essa correlação traz um incentivo regressivo, implicando estímulos para a melhoria de qualidade em áreas com melhor atendimento (DEC_{meta} menor) do que para as demais áreas (DEC_{meta} maior). González Pérez (2012) apresentou curvas reais de dispersão de DIC em relação ao DEC para algumas distribuidoras brasileiras, apresentando comportamento similar ao esperado.

A intervenção do regulador em relação à qualidade do serviço visa, por um lado, a reduzir o DEC e, por outro, a garantir que a cauda da curva seja reduzida, permitindo atendimento mais equânime a todos os consumidores. Isso evita que, por motivos econômicos, a distribuidora deliberadamente atenda de maneira pior alguns consumidores. Assim, os consumidores pior atendidos recebem uma compensação por terem pago por um serviço, sem recebê-lo com qualidade adequada. Essas intervenções estão ilustradas na **Erro! Fonte de r eferência não encontrada.**, de maneira esquemática, sendo as linhas pontilhadas em vermelho as atuações distintas para adequação da qualidade do serviço.

Figura 3 Visão geral de atuação pretendida pelo regulador: deslocamento no DEC e diminuição dos consumidores pior atendidos, procurando normalizar a curva (ou reduzir a cauda)



O que se observa na prática atual da regulamentação brasileira são resultados diferentes do esperado. Continuando com o exemplo de valores em tempo de interrupção (horas), notam-se os valores de DIC_{meta} correlacionados aos valores de DEC_{meta}. A empresa prioriza a diminuição de compensações pagas aos consumidores, porém, como estas estão relacionados ao DEC do conjunto, o que se observa é o resultado apresentado na **Erro! Fonte de referência n ão encontrada.**.

O problema em correlacionar o DIC ao DEC é que o objetivo pretendido pela regulação não é obtido. A distribuidora não recebe incentivos para corrigir a situação dos consumidores pior atendidos (traduzida pelo nível de compensações), de maneira que recebam melhor atendimento. A situação é mais flagrante em conjuntos com alta qualidade, pois os valores de DIC_{meta} influenciam as distribuidoras a manterem serviço melhor nestes locais, incorrendo em menores compensações, uma vez que a cauda da curva está muito mais próxima do valor médio, conforme a Figura 5. Tal fato corrobora a situação atual dos clientes com melhor qualidade do serviço, no Brasil, justamente os que recebem compensações em decorrência da qualidade.

Figura 4 Ilustração de atuação da distribuidora visando a minimizar o valor total das compensações com valores de metas de DEC e DIC correlacionados

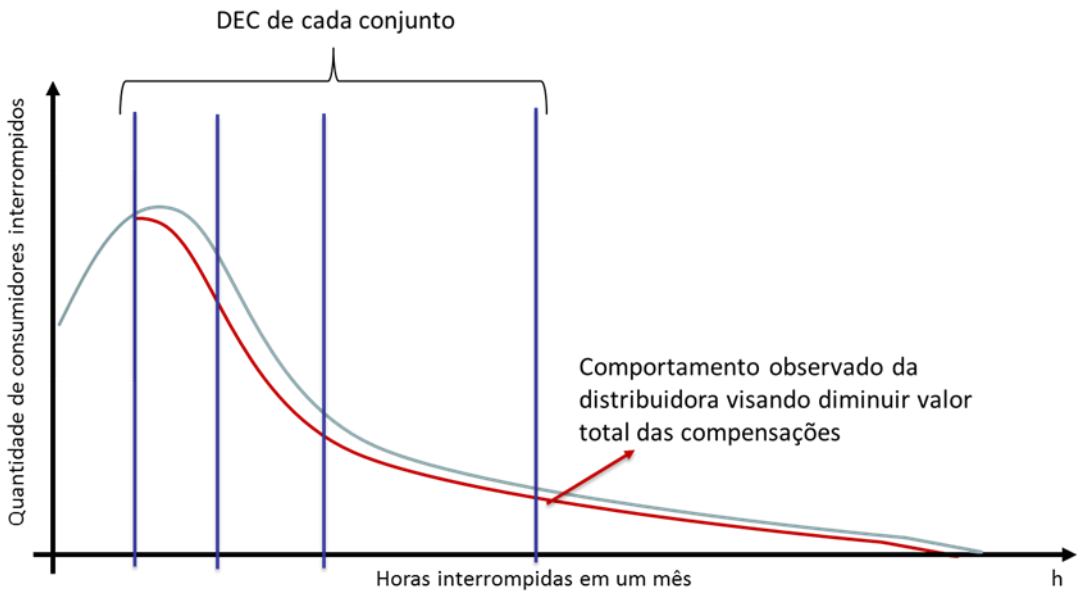
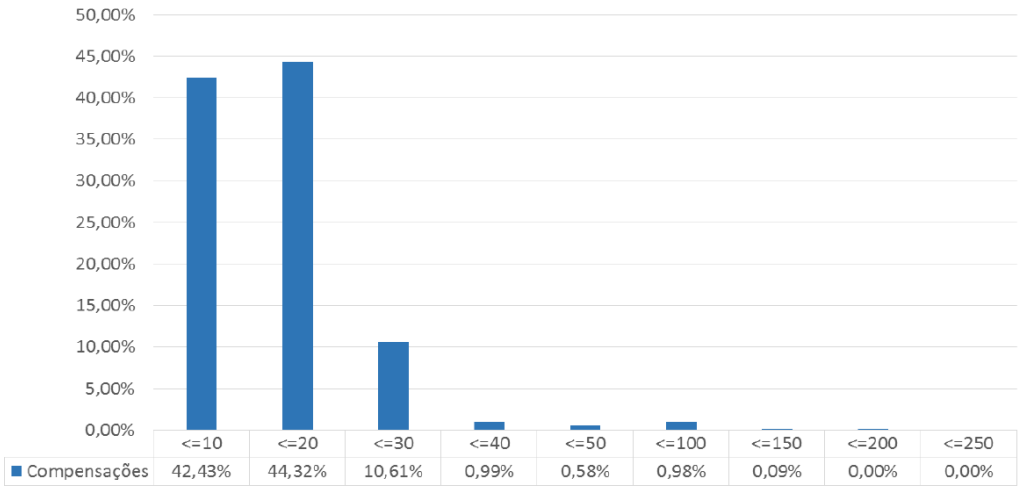


Figura 5 Histograma das compensações pagas em 2007 aos consumidores para qualidade do serviço, agrupadas por limites de DEC do conjunto elétrico.



Fonte: ANEEL CP 038/2019

2.2.4 Nível de qualidade ótimo

Nível de Qualidade Ótimo (NQO) é o termo para descrever a existência de uma situação na qual a sociedade é perfeitamente atendida pela distribuidora de energia elétrica em relação à qualidade do serviço, feito com o melhor custo possível. Nesse caso, os custos da distribuidora e da sociedade são minimizados. Esse termo é apresentado por Fumagalli, Schiavo e Delestre (2007) e por Kagan et al. (2015).

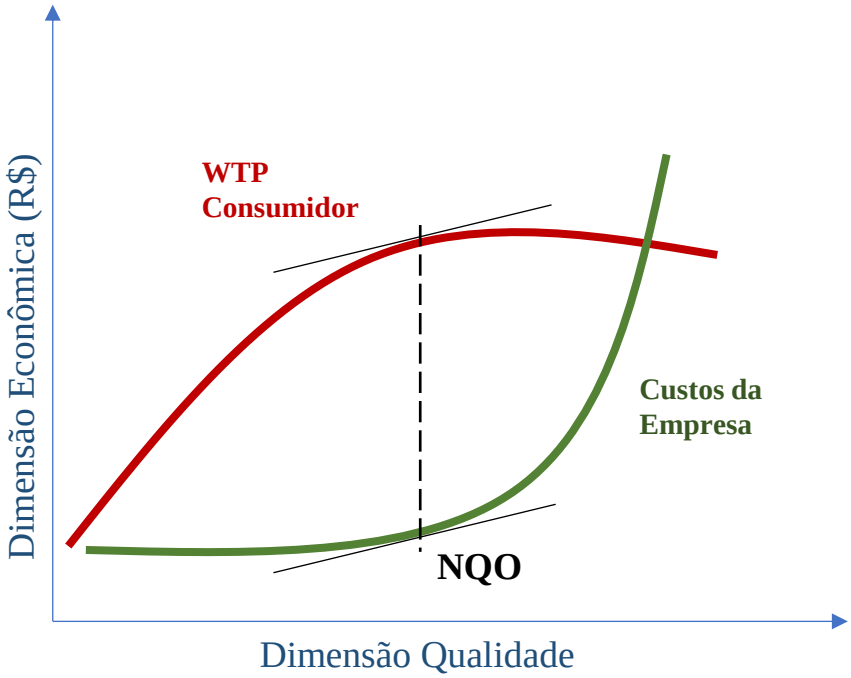
É da década de 1970 a ideia de uso do valor social da energia não distribuída para definição de padrões de qualidade na distribuição. A análise econômica na otimização dos níveis de confiabilidade de uma rede de energia elétrica foi introduzida pelo professor Munasinghe (1979). A abordagem técnica de Munasinghe consiste em comparar os benefícios sociais de uma melhora na confiabilidade da rede com os custos de providenciá-la. Para isso, a empresa distribuidora é modelada como uma maximizadora do benefício social líquido, considerando a diferença entre a disposição esperada a pagar por certa confiabilidade e os custos esperados para prestar o serviço (ou a soma dos custos esperados mais o custo da energia não distribuída).

Munasinghe, em seu trabalho, transformou a energia elétrica em produto intermediário necessário para produzir bens demandados pelos consumidores. Nessa abordagem, quantifica-se o custo da interrupção *outage costs*, em termos do impacto na produção de bens e serviços finais, em vários setores da economia. Na abordagem inicial, os custos eram aqueles dos investimentos necessários para a definição de um padrão de rede adequado à sociedade.

Fumagalli, Schiavo e Delestre (2007) apresentam a relação entre o aumento de custos por parte da distribuidora para o atendimento das expectativas dos consumidores. A curva de "Custo da Empresa", na Figura 6, ilustra esse efeito de saturação no que tange à distribuidora, enquanto a curva WTP do Consumidor *willingness to pay* – WTP mostra a disposição a pagar do consumidor e, portanto, também apresenta saturação para altos níveis de qualidade. Esses resultados demonstram ser crescentes os recursos financeiros que as distribuidoras de energia elétrica dedicam para garantir níveis de qualidade adequado e, normalmente, esses custos surgem na medida em que se exige a melhoria do padrão de qualidade. Entretanto, observa-se que, se uma região apresenta baixo nível de qualidade, um incremento de investimento relativamente pequeno resulta em uma razoável melhora na qualidade. Ao passo que, se uma região já se encontra com alto nível de qualidade, serão necessários investimentos relativamente bem maiores para melhorá-la. Por outro lado, há grande quantidade de consumidores dispostos

a pagar mais quando estão sujeitos a um baixo nível de qualidade e, à medida que esta melhora, há cada vez menos consumidores dispostos a pagar mais por seu incremento.

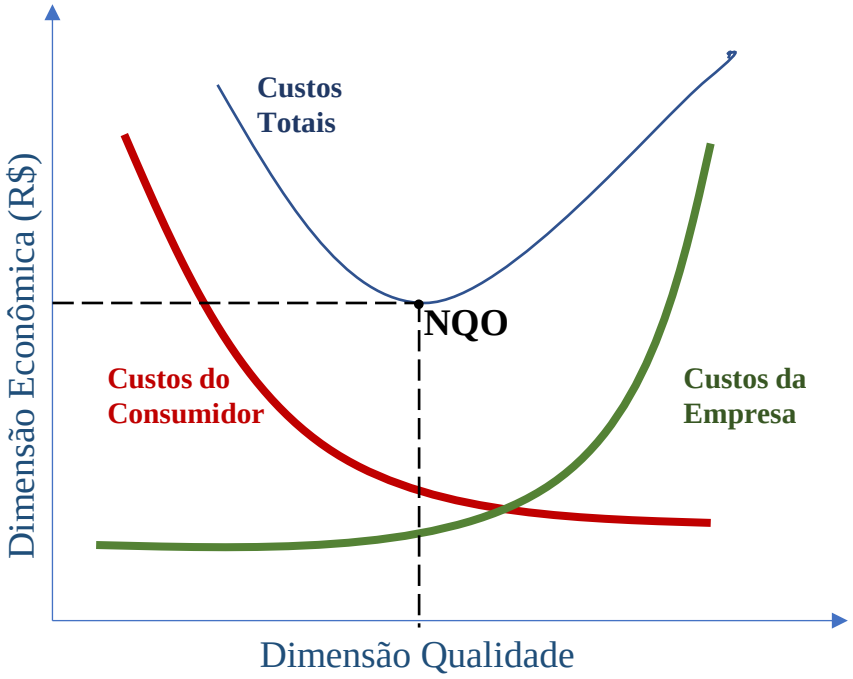
Figura 6 Nível de qualidade ótimo – WTP e custos da empresa



Fonte: Elaboração própria a partir de Kagan et al. (2015)

Em geral, a curva do consumidor com disposição a pagar é de difícil obtenção. Por isso, recomenda-se, na prática, aproximá-la por meio da curva dos custos incorridos. Esse conceito é ilustrado na Figura 7, na qual o NQO corresponde ao mínimo da curva de custos totais, cujo valor considera a soma da curva de custos suportados pela empresa para oferta de cada nível de qualidade e da curva dos correspondentes custos incorridos ao consumidor. Nesse quadro, o objetivo da regulação é cuidar para que a empresa distribuidora opere nas vizinhanças do NQO e, para que isso ocorra, o regulador precisa conhecer as duas curvas de custos: tanto a da empresa como a dos seus consumidores.

Figura 7 Nível de qualidade ótimo – Custos do consumidor e custos da empresa



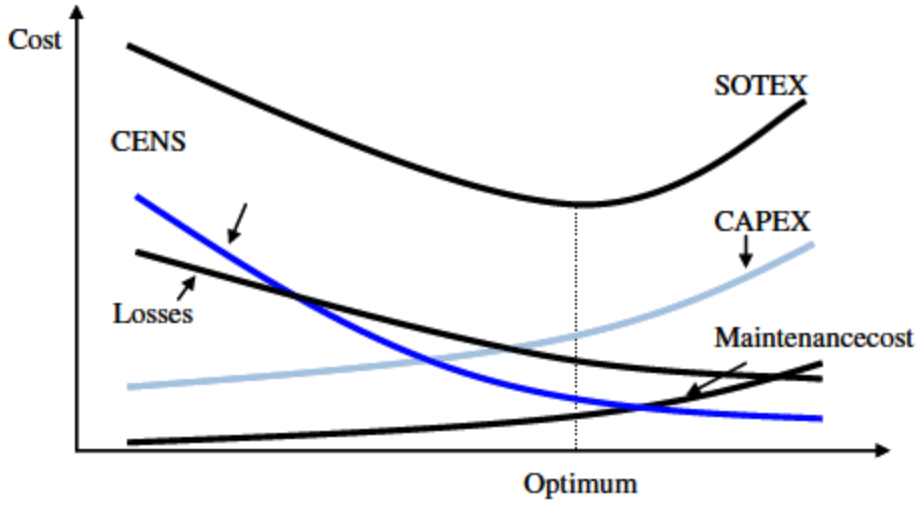
Fonte: Elaboração própria a partir de Kagan et al. (2015)

Como apontado anteriormente, enfatiza-se que os custos ótimos de confiabilidade da rede são de difícil obtenção para o agente regulador.

Outro exemplo da aplicação dos conceitos de Munasinghe ocorreu na Noruega, trata-se de em estudo de caso feito por Growitsch et al. (2010). Esse país é pioneiro em incorporar o custo da má qualidade nas análises de *benchmarking* de custos. Ressaltam-se, nesse trabalho, os aspectos gerenciáveis por uma distribuidora, ou seja, ele destaca que prover certa qualidade do serviço de energia (confiabilidade) tem seus custos associados em termos de Custos de Capital (Capex) e Operação e Manutenção (Opex).

Os Custos Totais (Totex), representados pela soma do Capex e do Opex, aumentam conforme os níveis de qualidade são requeridos. Quando a qualidade é alta, o custo marginal de melhorá-la pode ser muito elevado. A partir de uma perspectiva social, o processo de otimização dos serviços segue a abordagem de Munasinghe, isto é, a qualidade ótima corresponde ao ponto mínimo da função dos Custos Totais Sociais (Sotex), incluindo os custos da má qualidade para os consumidores (CENS), conforme ilustrado na Figura 8 (GROWTISCH e colab., 2010).

Figura 8 Substituibilidade entre os custos de interrupção (CENS) e os Custos Totais (Totex)



Fonte: Growitsch et al. (2010, p. 2538)

2.3 Panorama internacional da regulação da qualidade de energia elétrica

2.3.1 Introdução

Conforme observado por Fumagalli (FUMAGALLI e colab., 2007), a regulação da qualidade de energia elétrica apresenta similaridades em diversos países e estados. O estudo das particularidades e similaridades dessas regulações pode levar ao melhor entendimento das possibilidades de regulação coerentes com as do Brasil. No entanto, a regulação e a legislação de cada país, via de regra, são publicadas na língua oficial do país, reduzindo a possibilidade de acesso direto, muitas vezes, aos textos originais. Uma das formas de contornar essa limitação de acesso às regulações e legislações é através do estudo da literatura publicada em meios acadêmicos.

Por exemplo, o trabalho Fumagalli apresenta conceitos sobre a regulação da qualidade, apoiado na aplicação em diversos países. O Conselho dos Reguladores Europeus de Energia (CEER) publica inúmeros trabalhos a respeito de padrões e resultados da regulação na Europa, com o intuito de promover as melhores práticas, sendo o principal, o *Benchmarking* de qualidade (CEER, 2005, 2012 e 2016). No Brasil, o Centro de Estudos em Regulação e Qualidade de Energia (ENERQ), em trabalho realizado para a Abradee e publicado em livro (EL HAGE e DELGADO, 2015), analisou diversas regulamentações internacionais diante das prerrogativas nacionais. O trabalho realizado pelo ENERQ tem sido a base para o entendimento das melhoras práticas internacionais quando comparada às nacionais. Esse fato pode ser observado em trabalhos como Perez (2016) e Sinapsis Energia e Mercados Energéticos (2016).

Adicionalmente, o panorama internacional tem se modificado em função da entrada de recursos de distribuidoras e das redes inteligentes, processo que se mostra na atual regulamentação do Reino Unido.

Em decorrência das dificuldades de as regulações de cada país serem encontradas e traduzidas corretamente, é comum que boa parte dos trabalhos de análise seja feita sobre estudos consolidados, como os anteriormente citados, ou com base nas publicações em congressos internacionais, como na Conferência Internacional em Distribuição de Energia (CIRED).

Para facilitar a análise, este texto investiga a qualidade em algumas regiões do mundo, em países e Estados.

2.3.2 Europa

2.3.2.1 Visão Geral

O sexto relatório de *Benchmarking* do CEER (CEER 2016) apresenta os resultados e as políticas de qualidade para 30 países europeus, com ampla informação sobre qualidade do serviço e qualidade do produto.

A tendência em relação à quantidade de interrupções, planejadas ou não, é de redução ou manutenção nos últimos anos. O tempo perdido tende a variar entre 10 a 500 minutos para interrupções planejadas, por ano, e entre 10 e 1.100 minutos, para interrupções não planejadas.

Em relação às políticas para garantia de níveis individuais, cerca de 2/3 dos países têm políticas de compensações individuais caso os requisitos não sejam atingidos, notadamente na Alemanha, Dinamarca, Áustria. Já na Irlanda e na Grã-Bretanha, foram implementadas políticas para melhoria dos consumidores pior servidos.

As recomendações do CEER para os próximos anos são de monitoramento de todos os níveis de tensão em relação à qualidade do serviço e cômputo das interrupções de curta duração. Também é observado que os indicadores de qualidade do serviço ainda não estão harmonizados em todos os países participantes do CEER.

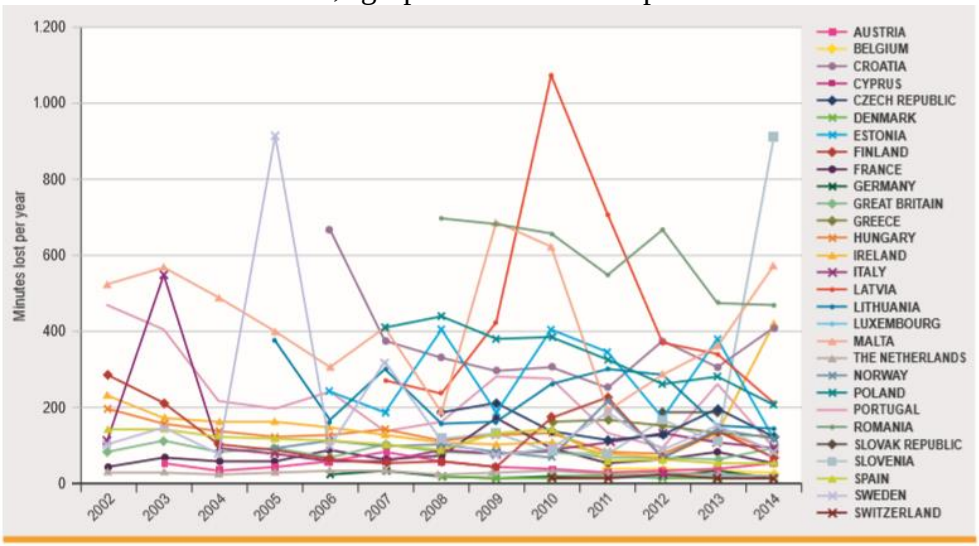
Sobre a evolução, desde os primeiros relatórios de *Benchmarking* do conselho em 2001, fica evidente o rumo tomado pelas agências, tendo como base a *mis en place* dos instrumentos tradicionais de regulação, tal como abordado nesta tese, com foco a garantir padrões mínimos de qualidade para cada consumidor e a melhoria da qualidade de maneira ampla. Em seguida, notou-se a necessidade de auditoria nos dados de qualidade apresentados, garantindo acurácia e precisão nos resultados dos indicadores. Essa questão é particularmente importante, pois as décadas de 1990 e 2000, marcadas por privatizações no setor elétrico europeu, não apresentou redução na qualidade do serviço. Ressalta-se que esse processo de desestatização aconteceu em conjunto com a mudança para a regulação por preço-teto e desverticalização do setor elétrico.

Com o estabelecimento de regras de incentivos e penalidades na maioria dos países europeus, observou-se melhoria da qualidade do serviço, porém a necessidade de melhor auditoria dos resultados. No quinto relatório de *Benchmarking*, levantou-se a questão da necessidade de valoração do custo da qualidade, com a edição de um documento apresentando as boas práticas na mensuração do custo da qualidade (CEER, 2010).

Em relação ao tempo necessário para que uma interrupção seja considerada de longa duração, os valores utilizados, em 26 dos 30 países, é de 3 minutos. Nesse sentido, cabem dois comentários: a Grã-Bretanha mudou o tempo de interrupção mínimo para consideração de longa duração, de 1 para 3 minutos; a Holanda, embora não tenha padrões segundo o CEER para interrupções de curta e longa duração, apresentou trabalho mostrando que os consumidores perceberam um número muito baixo de interrupções ou afundamentos de curta duração (Weldemariam et al., 2017). Assim, a falta de definição dos indicadores de longa duração acontece não por desleixo do regulador, mas em decorrência das poucas quantidades de interrupções ao longo do ano.

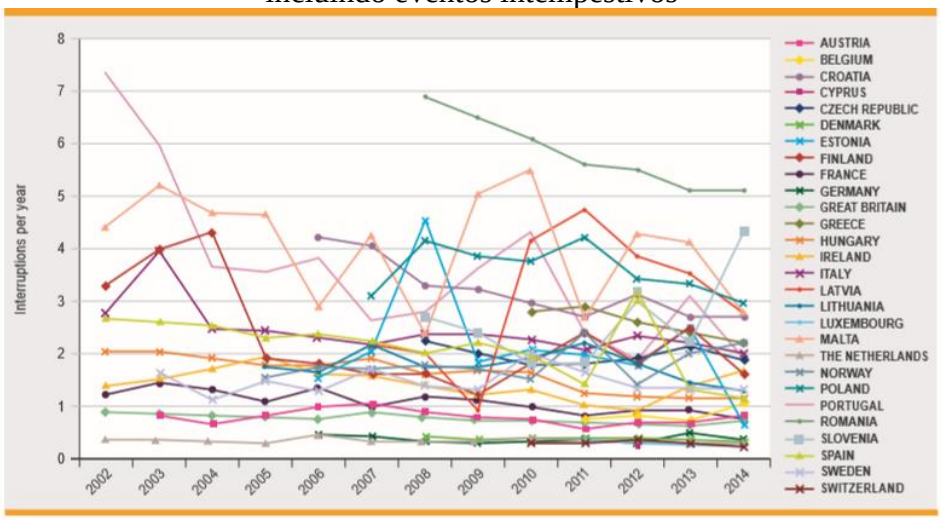
Quanto aos resultados de duração e da frequência das interrupções, observou-se que a maior parte dos países, 23 em 30, tem menos de 200 minutos interrompidos por ano, conforme Figura 9 e, normalmente, menos de 3 interrupções por consumidor por ano, Figura 10. Aparentemente, os problemas relacionados aos eventos catastróficos são muito impactantes nos indicadores dos países europeus, como se nota na Figura 11, com a maioria dos países, 25 em 30, apresentando menos de 100 minutos de interrupção por ano. Na Figura 11, também é possível identificar claramente a tendência de redução do tempo médio de interrupção ao longo dos doze anos de acompanhamento dos indicadores de qualidade.

Figura 9 Duração das interrupções intempestivas de longo tempo, considerando todos os eventos, agrupadas em minutos por ano



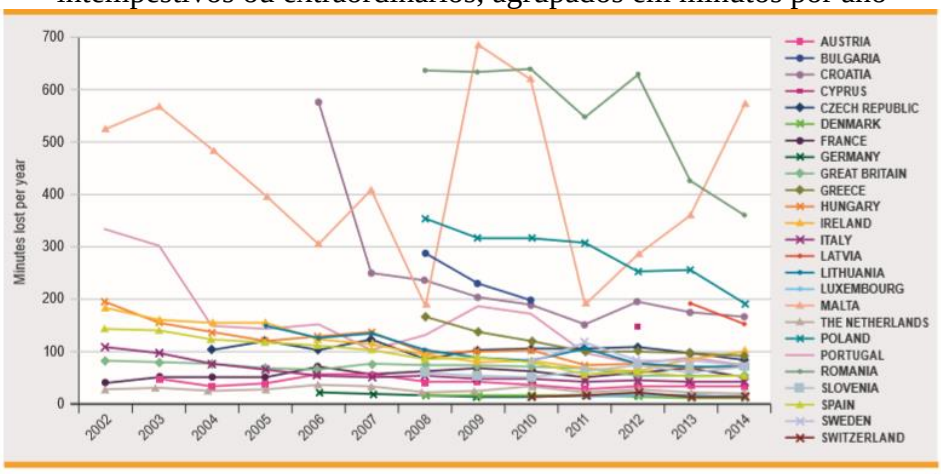
Fonte: CEER, 2016

Figura 10 Frequência das interrupções médias de longa duração para eventos não planejados, incluindo eventos intempestivos



Fonte: CEER, 2016

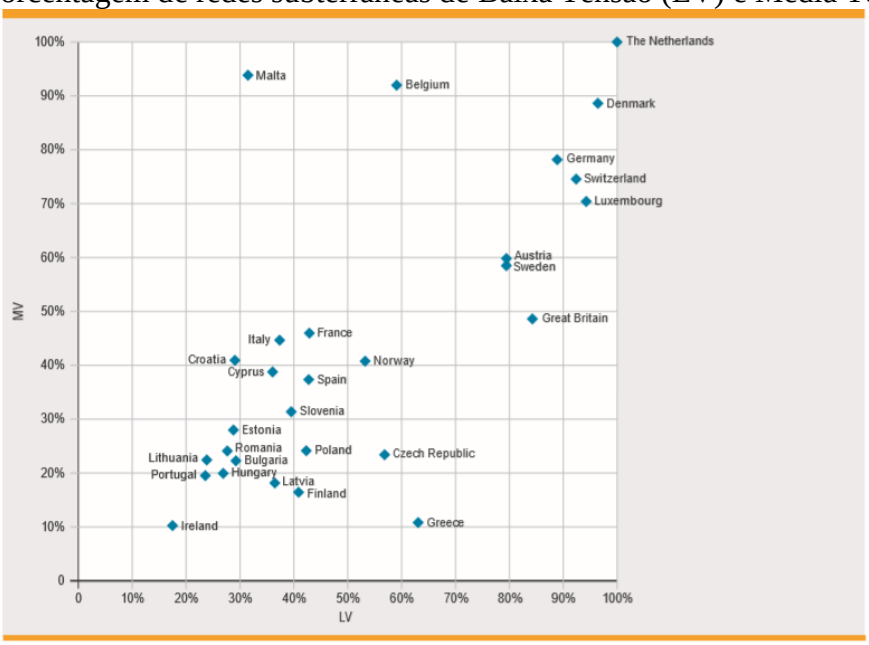
Figura 11 Duração das interrupções intempestivas de longo tempo, excluindo eventos intempestivos ou extraordinários, agrupados em minutos por ano



Fonte: CEER, 2016

Parte da explicação dos níveis de qualidade decorre dos padrões de redes adotados, embora não somente. Muito se enfatiza que o uso de redes de distribuição subterrânea impacta diretamente na experiência do consumidor em relação à qualidade do serviço. Na Europa, há predominância de redes enterradas, conforme Figura 12, com ênfase em redes de baixa tensão subterrânea na maior parte dos países. Apenas a Holanda possui 100% das redes enterradas e 16 dos 30 países têm menos de 50% de ambas as redes de baixa tensão (BT) e de média tensão (MT) subterrâneas.

Figura 12 Porcentagem de redes subterrâneas de Baixa Tensão (LV) e Média Tensão (MV)



Fonte: CEER, 2016

Os atuais valores de indicadores de qualidade para os países europeus podem, no entanto, ser revistos com o passar dos anos, principalmente, em decorrência da padronização do cômputo de tais indicadores, como observado pelo CEER (2016). Outra questão que se aponta é a importância da geração distribuída na definição de indicadores de qualidade do serviço (Ma; Wu; Niu, 2017).

Dois locais podem ser estudados em função de sua atual regulação de qualidade e resultados esperados, Reino Unido e Portugal. O Reino Unido estabeleceu uma nova forma de regulação baseada em resultados, chamada RIIO-2 (*Revenue = Incentives + Innovation + Outputs*) e Portugal obteve resultados expressivos na redução de indicadores de qualidade nos últimos anos.

2.3.3 Reino Unido

No Reino Unido, comercialização e distribuição são consideradas atividades distintas, assim como a atividade de medição. Há, portanto, entidades responsáveis pela distribuição, comercialização e medição de energia elétrica, bem como pelo processamento das informações do consumidor e do faturamento. O órgão regulador é o *Office of Gas and Electricity Markets* (Ofgem).

Os principais indicadores utilizados pelas empresas distribuidoras no Reino Unido são *Customer Minutes Lost* (CML) e o número de interrupções a cada 100 consumidores (CI), equivalentes ao SAIDI e SAIFI. Há também a quantidade de reinterrupções devido às paradas de longa duração (RI), além do número de interrupções devido às paradas de curta duração (SI). Para os esquemas de incentivo, são utilizados o CMI e CI, com base nos padrões estabelecidos para cada distribuidora. A proporção de incentivos em relação a estes indicadores é de 1,2% da receita para CI e 1,8% para CMI, de maneira simétrica, para incentivos e penalidades, tal como observado no *site Office of Gas and Electricity Markets* (OFGEM).

Os padrões de rede e qualidade são dados no *Grid Code* e *Security and Quality of Supply Standard* (SQSS). No Reino Unido, os consumidores são protegidos pelas normas tipo *Guaranteed Standards* (OFGEM, 2005; OFGEM 2006). Havendo padrões, entre outras questões, interrupções de duração consideravelmente longa; múltiplas interrupções de longa duração. Os padrões estabelecidos tratam de maneira isonômica todos os consumidores, garantindo compensação fixa mínima de £50 para consumidores residenciais e £100 para consumidores não residenciais. Há adicional a cada 12h e não há teto limite para as compensações.

O modelo de regulação no Reino Unido *Methodology Decision* (RIIO-ED1), válido de 2015 a 2023, alterou alguns parâmetros. Atualmente, o tempo de interrupção sem compensação foi reduzido de 18h para 12h, de maneira geral, para todos os consumidores (incluindo áreas antes não válidas, como os *Highlands* da Escócia e as suas ilhas). Há também, desde 2010, um esquema de financiamento reconhecido nos planos de negócio das distribuidoras (DNO em inglês, *Distribution Network Operator*) voltados para a redução do número de consumidores com pior serviço *'worst served customer' funding* direcionado exclusivamente para investimentos adicionais em melhoria da rede para esses consumidores (OFGEM, 2013).

Na definição dos objetivos a serem perseguidos pela nova regulação (RIIO-2) na distribuição de energia elétrica, foram realizadas pesquisas junto aos consumidores para observar tanto o custo da energia não distribuída quando as preferências em relação a importância entre interrupções de longa e curta duração e tempos esperados de serviço (OFGEM, 2008).

Um ponto da nova regulamentação é a importância dada aos consumidores "pior servidos", havendo a obrigação de melhora das empresas distribuidoras, especificamente para eles. Por outro lado, há incentivos diretos para garantir melhora sistêmica de qualidade do serviço para todos os consumidores. Adicionalmente, a regulação incentiva a acessibilidade

ampla para consumidores tornarem também geradores, assumindo um papel de prossumidores, ou seja, consumidores que também geram (ou produzem) energia elétrica.

2.3.4 Portugal

O mercado de energia elétrica em Portugal tem sua atual estrutura datada da década de 1990, e de maneira similar ao Brasil, reestruturou-se pela desverticalização e abertura de mercado. No caso português, no entanto, coube à empresa portuguesa EDP (Energias de Portugal) a maior parte dos ativos de distribuição e transmissão, porém as redes de baixa tensão são normalmente de competência das municipalidades. A regulação do setor é realizada pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE).

A qualidade de energia elétrica conta com dois aspectos prioritários: qualidade do produto e qualidade do serviço, sendo as interrupções de longa duração aquelas sustentadas por mais de três minutos, e dentre os indicadores de qualidade há o SAIDI e SAIFI (ERSE, 2017), similares ao DEC e FEC.

Os limites de indicadores são definidos de acordo com as áreas urbanas, com três principais delimitações: capital ou locais com mais de 25 mil habitantes; locais entre 25 e 2.500 mil habitantes; demais localidades que não estão entre as anteriores. Os valores de Indicadores de Tempo Médio Interrompido (SAIDI) e de Frequência de Interrupções (SAIFI), em Média Tensão (MV) e Baixa Tensão (BV), foram reduzidos drasticamente a partir da década de 2000 (Cardoso at al., 2017), conforme podem ser observados nas Figura 13 eFigura 14.

Figura 13 Evolução do SAIDI de Média Tensão (MV) e Baixa Tensão (BT) em Portugal

Fonte: Extraído de Cardoso et al., 2017

Figura 14 Evolução do SAIFI de Média Tensão (MV) e Baixa Tensão (BT) em Portugal

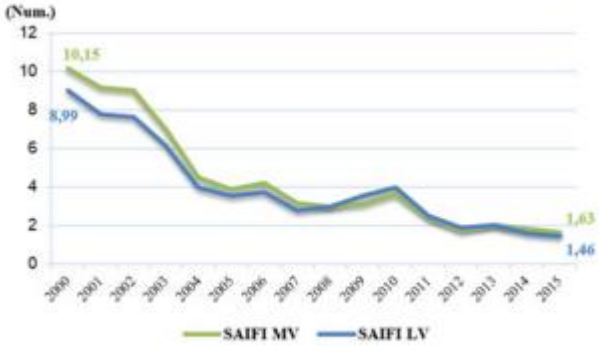


Fig. 2 *Evolution of SAIFI in EDP D*

Fonte: Extraído de Cardoso et al., 2017

Dentre os possíveis motivos dessa melhoria acentuada estão a convergência do centro de operações da alta e média tensão em dois locais; o investimento de mais de 4 milhões de Euros em redes de transmissão e distribuição, além da instalação de religadores, chegando a mais de 6 mil, sendo mais da metade instalados a partir do ano 2000 (Cardoso et al., 2017). Esse investimento massivo em redes elétricas foi permitido pelo regulador com repassagem para a tarifa e, grandes investimentos foram feitos em subestações e em subtransmissão de energia elétrica (ENERQ, 2014). Mesmo com esses investimentos, Portugal apresentava cerca de 20% de suas redes de média e baixa tensão subterrâneas em 2014 (CEER, 2017).

Em relação aos mecanismos para adequação da qualidade do serviço, há políticas explícitas de incentivos e penalidades para melhora e piora dos indicadores, bem como uma “zona morta”, evitando incentivos para pequenas alterações na qualidade do serviço. Dois aspectos são considerados nessa política: energia não distribuída e os 5% dos consumidores pior servidos em média tensão.

A revisão da regulação portuguesa manteve os principais pontos (ERSE, 2021) da regulação, visando à continuidade da melhoria da qualidade. Importante ressaltar que em Portugal são adotadas três zonas de qualidade distintas e cada região do país é classificada em uma das zonas de qualidade (A, B e C), que se por um lado não implicam um padrão pré-determinado de rede, por outro, exigem um nível esperado de qualidade.

2.3.5 Japão

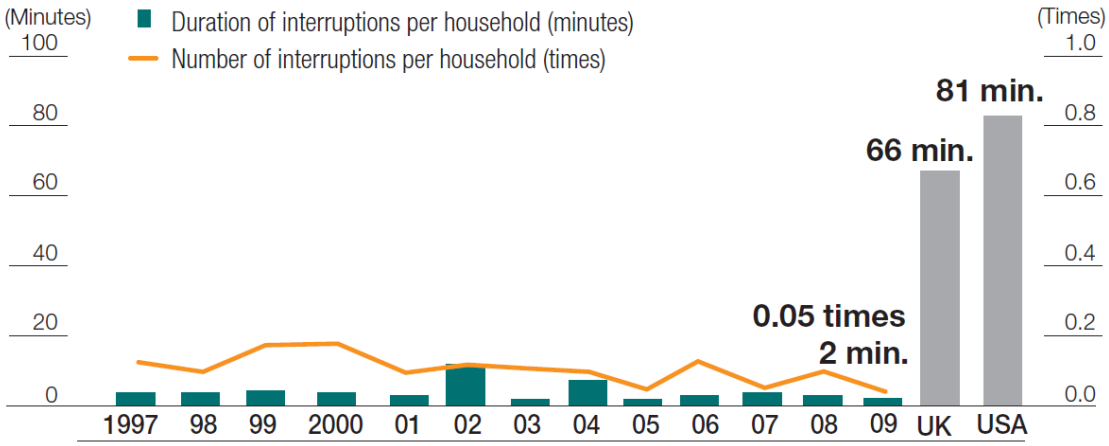
No Japão, a *Tokyo Electric Power Co. Ltd.* (TEPCO) figura entre as maiores concessionárias de energia elétrica do país, presente tanto na geração, como na transmissão e

distribuição de energia elétrica, responsável pelo fornecimento de energia a cidades importantes como a própria capital japonesa, Tóquio. A rede de distribuição da TEPCO está entre as mais confiáveis do planeta. Por exemplo, o terremoto e o tsunami que causaram o acidente com a usina de Fukushima, deixaram 700 mil consumidores, ligados à rede da TEPCO, apenas 3 horas sem energia. Durante o incidente, a empresa teve que lidar com uma diferença entre 10 milhões de kW entre a demanda e produção.

Segundo Anderson Jucá (2003), não é necessária intervenção do Estado na regulação da qualidade de fornecimento de energia elétrica, uma vez que seus índices já são extremamente baixos, se comparados a outros países. Dessa forma, os consumidores tendem a reclamar apenas quando estão certos de que a culpa por quaisquer prejuízos é de responsabilidade da empresa, que, por sua vez, tende a resolvê-los da maneira mais rápida possível, garantindo a satisfação dos seus consumidores.

A Figura 15 ilustra a tendência da duração e frequência das interrupções desde 1997 até 2009, com os índices dos EUA (USA) e do Reino Unido (UK), permitindo a comparação de desempenho da empresa.

Figura 15 Tendências de SAIDI e SAIFI da TEPCO de 1997 até 2009



Fonte: Extraído de TEPCO: http://www.tepco.co.jp/en/index-e.html

2.3.6 Coréia do Sul

Na Coréia do Sul, a principal empresa concessionária de energia elétrica é a *Korea Electric Power Corporation* (KEPCO), de capital majoritariamente estatal (51%), atua nas áreas de geração, transmissão e distribuição. Ela é responsável pela geração de aproximadamente 93% da energia consumida no país.

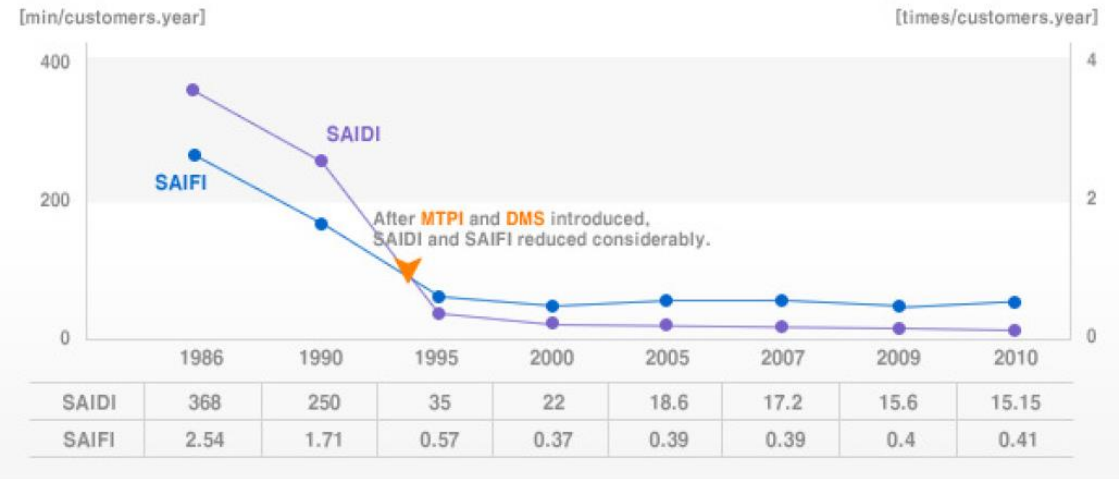
Na Tabela 2, observa-se a elevada qualidade de serviço, com taxa de conformidade de tensão de 99.9%. Os índices de interrupção também podem ser considerados muito baixos, se comparados a países da Europa e EUA. No entanto, são normalmente superiores àqueles apresentados pela TEPCO. A Figura 16 ilustra a tendência de SAIDI e SAIFI da KEPCO desde 1986.

Tabela 2 Indicadores de desempenho da KEPCO

Item	2005	2006	2007	2008	2009	2010
SAIDI(min/customers, year)	18.6	18.8	17.19	16.08	15.59	15.15
- Scheduled Interruption	10.0	9.2	9.27	9.18	9.10	8.70
- Unscheduled Interruption	8.6	9.6	7.92	6.90	6.49	6.45
Voltage Compliance Rate(%)	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9	99.9
Distribution System Loss Rate(%)	1.77	2.19	2.29	2.19	2.45	2.45
Underground Circuit Rate(%)	11.7	12.3	12.68	13.25	13.78	14.26

Fonte: KEPCO: http://www.kepco.co.kr/eng/

Figura 16 Tendências de SAIDI e SAIFI da KEPCO



Fonte: KEPCO: http://www.kepco.co.kr/eng/

Segundo a KEPCO, a instalação de ferramentas de automação permitiu reduzir drasticamente os indicadores de qualidade do serviço a partir da década de 1990.

Assim como no caso japonês, não foi possível encontrar documentação referente à regulação da qualidade do serviço.

2.4 Regulamentação da qualidade do serviço no Brasil

2.4.1 Histórico da regulamentação

No Brasil, antes da década de 1970, não havia instrumento legal para estabelecer os níveis adequados de qualidade de energia (Cyrillo, 2011). Sem consenso nacional para a utilização de indicadores de qualidade idênticos, por vezes, a qualidade de fornecimento não era alvo de avaliação e acompanhamento para toda a área de atuação das distribuidoras.

O início do processo de quantificação da continuidade de fornecimento de energia elétrica se deu em 1978, com a Portaria DNAEE 046/1978 (DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA, 1978), que estabeleceu alguns dos paradigmas da qualidade do serviço no Brasil, definindo, em âmbito nacional, o estabelecimento de metas a serem cumpridas em relação à frequência de interrupções, acima de 3 minutos, e na duração do restabelecimento de energia. Nessa portaria, já constavam as definições do índice de duração equivalente de interrupção por consumidor, chamado de (DEC), na época, e do índice de frequência equivalente de interrupção por consumidor, chamado de (FEC), ambos os índices correspondendo a valores médios agregados das interrupções aos consumidores.

Os valores das metas de DEC e FEC foram estipulados para todo o Brasil, a partir de limites anuais para conjuntos de consumidores, definidos de acordo com o padrão de rede, a tensão de atendimento e a classificação da área, em urbana ou rural, além da quantidade de consumidores atendidos. Adicionalmente, as interrupções no fornecimento de energia elétrica, a cada consumidor, individualmente considerado, não poderiam superar, no período de 12 (doze) meses, valores determinados por essa resolução.

As informações desses indicadores eram encaminhadas à ELETROBRAS e sua apuração não abrangia de fato todo o território nacional. Um fator particularmente importante na época era a comunicação com a distribuidora pelo telefone 196, pago pelo consumidor. Ressalta-se que em 1990, havia cerca de 10 milhões de linhas telefônicas instaladas no Brasil (Neves, 2002).

No mesmo ano de 1978, o DNAEE publicou a Portaria 047/1978, que trata dos níveis de tensão, que em conjunto com a Portaria 046/78, tornaram-se marco legal da regulamentação da qualidade de energia elétrica no Brasil.

Dessa maneira, em 1978, o DNAEE tinha estabelecido os seguintes mecanismos para regulação da qualidade do serviço:

- Definição de indicadores de qualidade coletiva do serviço para todo o Brasil, com coleta e publicação dos resultados; e
- Definição de níveis de qualidade coletivos e individuais.

Entretanto, não havia políticas de incentivo ou penalidades para a melhoria de qualidade, tampouco mecanismos para compensar consumidores atendidos fora dos padrões.

A partir da década de 1980, o setor elétrico brasileiro passou por um processo de transformação, principalmente marcado pelo fim do desenvolvimento econômico das décadas de 1960 e 1970, com restrições de investimentos e de crescimento, seja pela crise internacional do petróleo, seja pelo endividamento externo ou pelas próprias condições políticas vigentes (Leitão, 2002; Medeiros, 2008). As empresas, em sua maior parte estatais, encontravam dificuldades financeiras para realizar investimentos.

Na década de 1990, acompanhando as transformações sociais, o setor elétrico apresentou mudanças significativas, sobretudo pela política de privatizações das empresas estatais e liberalização do mercado, ("lei de concessões", 1995), que teve como paradigma implementar competição nos segmentos de geração e comercialização, estabelecer livre acesso para transmissão, distribuição e regulamentação, a partir de incentivos nesses segmentos tradicionalmente monopolistas como transmissão e distribuição. O Modelo do setor elétrico foi se constituindo de acordo com as necessidades encontradas, e com as premissas adotadas, conforme o Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico ("Novíssimo"), e da Lei n° 10.848, de 15 de março de 2004, que estabeleceu um modelo mercantil e também definiu que as atividades de distribuição, transmissão, geração e comercialização deveriam ser separadas.

Em relação à qualidade de energia elétrica, a legislação (Brasil, 1996) estabeleceu a criação de órgãos reguladores e fiscalizadores com independência financeira, absorvendo parte do pessoal especializado do setor e criando ambiente para a aplicação de formas de regulação avançadas para a otimização do sistema. Assim, buscou-se o melhor atendimento da sociedade, observando a modicidade tarifária e a universalização do serviço, sem comprometer o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias.

A partir das privatizações das distribuidoras de energia elétrica, com o advento do contrato de concessão, as regras de medição da qualidade do serviço foram incorporadas ao escopo da concessão, bem como os limites a serem atendidos (Tanure, 2004). Essa situação foi particularmente importante em São Paulo, onde a agência reguladora (CSPE), atualmente Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de São Paulo (ARSESP), formalizou os padrões de qualidade do serviço para a distribuição, servindo de laboratório de estudo para formulações de padrões de qualidade pela ANEEL. Inicialmente, os contratos previam apenas

a observância da regulação vigente, o que foi posteriormente melhorado a partir da adoção de outros parâmetros de controle e incentivo (Cyrillo, 2011). Ademais, a evolução contratual permitiu o estabelecimento de metas dos indicadores, com melhoria gradual e continua. Também foram acrescentados critérios vinculados ao atendimento comercial e à aplicação de penalidades no descumprimento das cláusulas contratuais.

No Brasil, as teorias desenvolvidas e aplicadas por Littlechild (ARMSTRONG, 1994) impactaram diretamente na definição dos níveis de qualidade. O procedimento adotado na época de definições dos mecanismos de garantia da qualidade do serviço buscava incentivar a eficiência nos investimentos e nos gastos, sobretudo em dois aspectos: aumentar a eficiência dentro dos limites possíveis e evitar o sobreinvestimento (Tanure, 2004; Cyrillo, 2011).

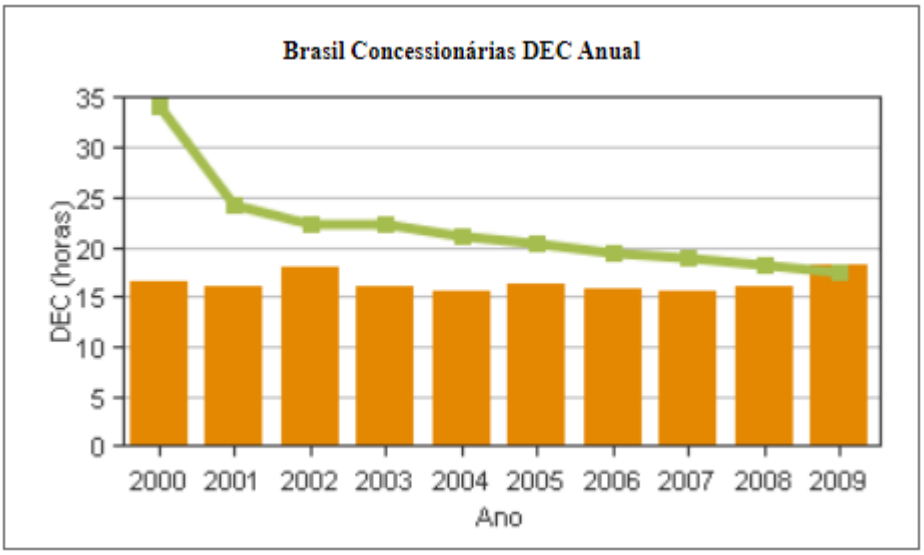
Com base nos avanços conceituais e na observação dos resultados obtidos, desde a regulação inicial proposta pelo DNAEE, em janeiro de 2000, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 024, que consolidava os conhecimentos obtidos, desde a Portaria 046/1978 do DNAEE, considerando as experiências Estaduais, os contratos de concessão, os desenvolvimentos acadêmicos e os órgãos reguladores. A portaria dispunha sobre o atendimento telefônico gratuito (0800), mantinha e consolidava os indicadores de qualidade, regulamentava a metodologia para estabelecimento das metas a serem atingidas pelos conjuntos elétricos a partir de então.

Se por um lado houve grande avanço na regulação da qualidade do serviço com a REN 024/2000, perceberam-se algumas consequências na sua aplicação. As multas previstas teriam como objetivo principal a penalização das empresas que não atendessem aos padrões estabelecidos, fossem eles individuais ou coletivos. Por outro lado, a definição dos conjuntos de consumidores era uma premissa da distribuidora, que poderia minimizar os impactos das multas por meio de uma seleção favorável de áreas.

Em novembro de 2005, a ANEEL publica a Resolução Normativa nº 177, que altera a REN 024/2000, prevendo a eliminação das multas por violação de metas de DEC/FEC coletivas a partir de janeiro de 2009.

A definição clara de indicadores com o real acompanhamento de suas apurações permitiu garantir a obtenção de dados mais precisos. Contudo, a política adotada com ênfase nas multas coletivas, quando do não atendimento, talvez não tenha sido eficaz para a melhoria da qualidade do serviço, como observado nas Figura 17 eFigura 18, que apresentam a evolução do DEC e do FEC nacionais, em relação aos respectivos valores regulatórios. No período de 2001 a 2009, os valores apurados dos indicadores seguem os critérios estabelecidos na Resolução ANEEL nº 024/2000 e, a partir de 2006, são expurgados os dias críticos.

Figura 17 Evolução do DEC nacional de 2000 a 2009, sendo as barras o indicador e a linha verde a trajetória regulatória



Fonte: ANEEL, 2020. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/indicadores-coletivos-de-continuidade. Acesso: 01/03/2000

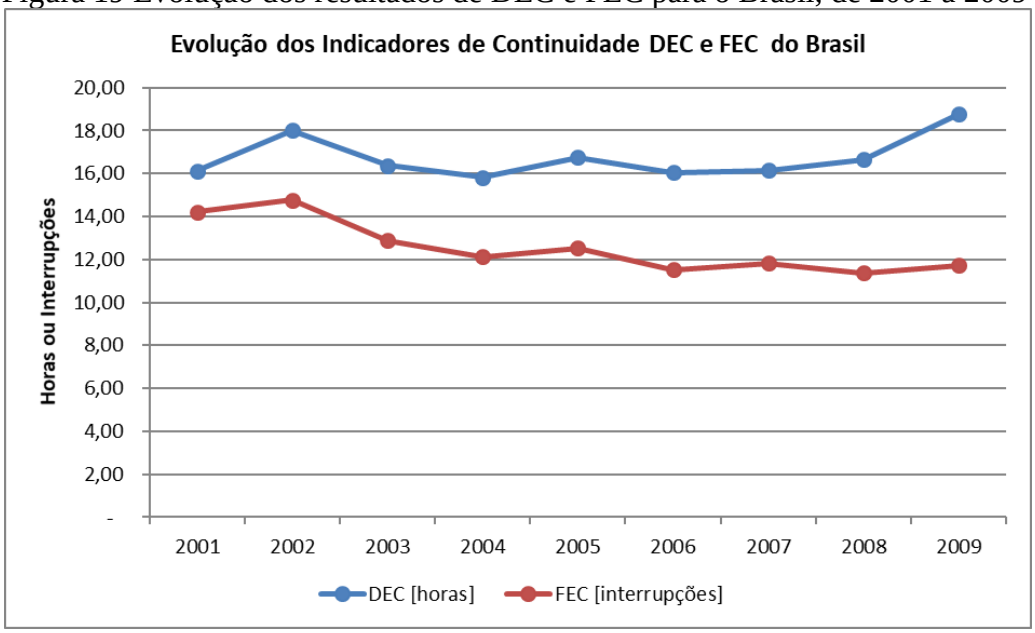
Figura 18 Evolução do FEC nacional de 2000 a 2009, sendo as barras o indicador e a linha verde a trajetória regulatória

Fonte: ANEEL, 2020. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/indicadores-coletivos-de-continuidade. Acesso: 01/03/2000

A observação somente dos valores de DEC e FEC,

Figura 19, aponta que a despeito da tendência esperada de redução, em decorrência de 8 anos de regulação de qualidade do serviço, os valores de DEC não reduziram e ainda apresentaram tendência ao aumento em 2009.

Figura 19 Evolução dos resultados de DEC e FEC para o Brasil, de 2001 a 2009



Fonte: ANEEL, 2020. Elaboração própria

Em dezembro de 2008, a ANEEL aprova o Módulo 8 do PRODIST, que trata especificamente da qualidade na distribuição de energia elétrica, nos âmbitos do serviço e do produto. A aplicação de multas coletivas é prorrogada até 31/12/2009. Em dezembro de 2009, a revisão do PRODIST amplia o número de unidades de consumo com direito à compensação por violação dos indicadores individuais de continuidade do fornecimento de energia elétrica. De fato, como observado posteriormente por Perez (2016), a ANEEL transferiu indiretamente o valor as multas coletivas para as compensações individuais.

A visão na época da mudança das multas para compensações individuais era de que os seus valores seriam repassados ao Tesouro e não traziam reais melhorias para a qualidade da energia elétrica. A partir do empoderamento dos consumidores, que passariam a receber esses valores por meio de compensações, deveria haver melhoria da qualidade coletiva e individual (Cyrillo, 2011).

As indenizações decorrentes do não atendimento dos indicadores de qualidade por parte das distribuidoras são baseadas nos indicadores individuais, DIC, FIC e DMIC. Embora as penalizações sejam amparadas nesses índices individuais, as metas para eles ainda são

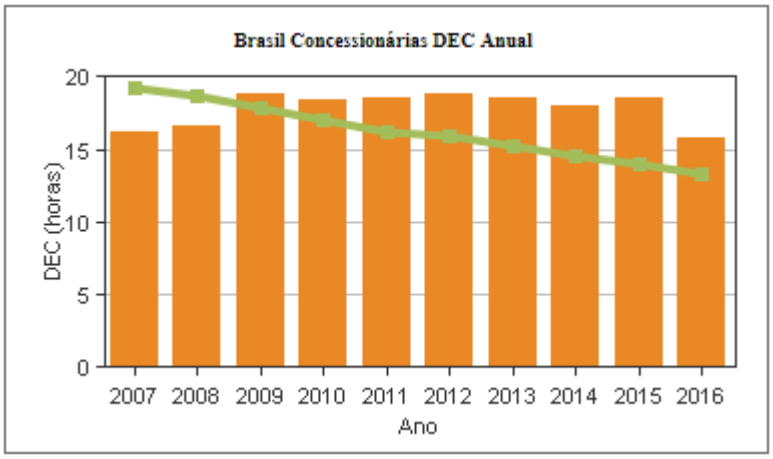
estabelecidas em função dos índices coletivos de qualidade de energia, mantendo a sua importância para valoração dos montantes de penalidades aplicados à concessionária.

A partir do ano 2010, começaram a valer os novos limites estabelecidos pela Nota Técnica nº 130/2009 SRD-ANEEL (ANEEL, 2009), assim como o critério de formação de conjuntos baseados em atributos físico-elétricos. Essa mudança permitiu maior uniformidade em relação à definição de conjuntos elétricos, que seriam ligados às subestações elétricas.

Em dezembro de 2014, por meio da Audiência Pública nº 029 e posterior publicação da Resolução Normativa nº 641, a ANEEL muda a metodologia de definição de limites para os indicadores de continuidade DEC e FEC das distribuidoras. São alterados as variáveis consideradas e o modelo de análise comparativa, vigorando a partir de janeiro de 2015.

As mudanças realizadas visaram a estabelecer regra mais transparente e coerente na definição dos limites de qualidade. Porém, se os limites reduziam, o mesmo não se pode afirmar dos valores apurados, sobretudo para o DEC, conforme Figura 20, onde se observa esse índice no Brasil de 2007 a 2016.

Figura 20 Evolução do DEC nacional desde 2007, sendo as barras o indicador e a linha verde a trajetória regulatória



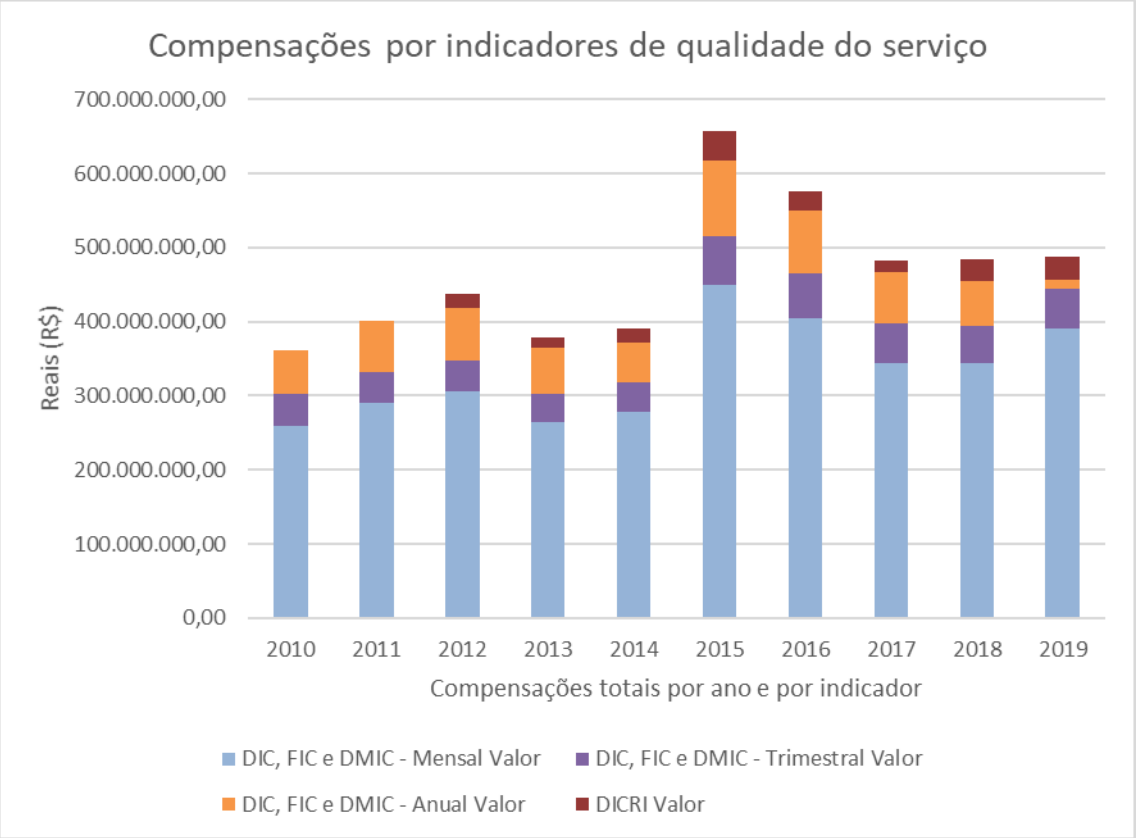
Fonte: ANEEL, 2017. Disponível em: http://www.ANEEL.gov.br/indicadores-coletivos-de-continuidade
Acesso: março/2017

Os valores de compensações aos consumidores, como apresentado na

Figura 21, não sofreram redução em consequência das adequações na regulação, apresentando crescimento considerado em 2015.

Assim, embora ainda não tenha sido provado cientificamente, pode-se supor que os mecanismos de definição dos níveis de qualidade não foram suficientes para sustentar a melhoria dos indicadores de qualidade do serviço.

Figura 21 Valores pagos pelas concessionárias aos consumidores em função das compensações por não atendimento aos padrões individuais de qualidade do serviço



Fonte: ANEEL, 2020. https://www.aneel.gov.br/indicadores-de-compensacao-de-continuidade. Acesso: 01/03/2000

A ANEEL também definiu mecanismos de incentivo tarifário a partir do componente Q do fator X[7], que passaram a ser estabelecidos nos Procedimentos de Regulação Tarifária, após a realização da Audiência Pública ANEEL 023/2014. Os incentivos para a qualidade do serviço podem chegar, em casos extremos, a 1% da receita requerida da distribuidora, considerando que a melhora de DEC tem mais impacto do que a melhora do FEC na composição do componente Q.

A agência adotou, ainda, a prática de requerer de algumas distribuidoras um Plano de Resultados desde 2015. A seleção das distribuidoras é "consequência da avaliação da ANEEL sobre os patamares insatisfatórios dos indicadores de continuidade das distribuidoras de energia e o elevado número de reclamações recebidas, fato percebido também pela queda do Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor (IASC)"[8]. Segundo o diretor da ANEEL, José Jurhosa,

[7] O fator X é uma taxa de reajuste tarifário e, uma de suas componentes é a Q, a qual é afetada pela qualidade do serviço da distribuidora

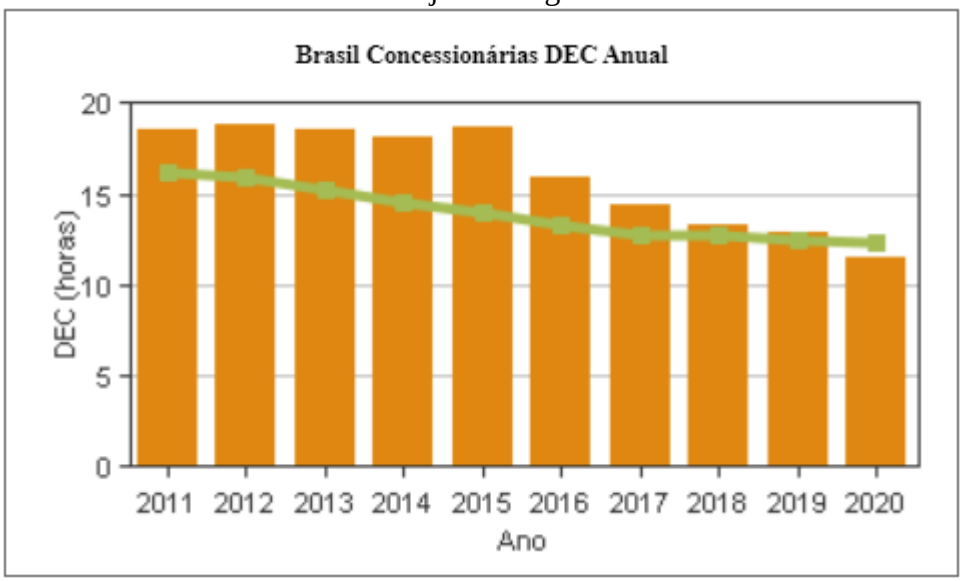
[8] Texto disponível no site ANEEL, na assessoria de imprensa.

“Ao tomar medidas fortes dentro de suas áreas de concessão, algumas distribuidoras conseguiram trazer seus indicadores a melhores patamares neste primeiro ano”.

Por fim, dada a estabilidade dos patamares de DEC e FEC, obtidos pelas distribuidoras, a ANEEL atuou na modificação dos contratos de concessões de distribuição de energia, aproveitando-se do fim das concessões. Na Audiência Pública 038/2015, a agência apresentou suas considerações sobre a inclusão da obrigatoriedade da melhoria da qualidade do serviço e do risco de perda da concessão, definindo metas de qualidade, coerentes com as estabelecidas pelas metodologias vigentes.

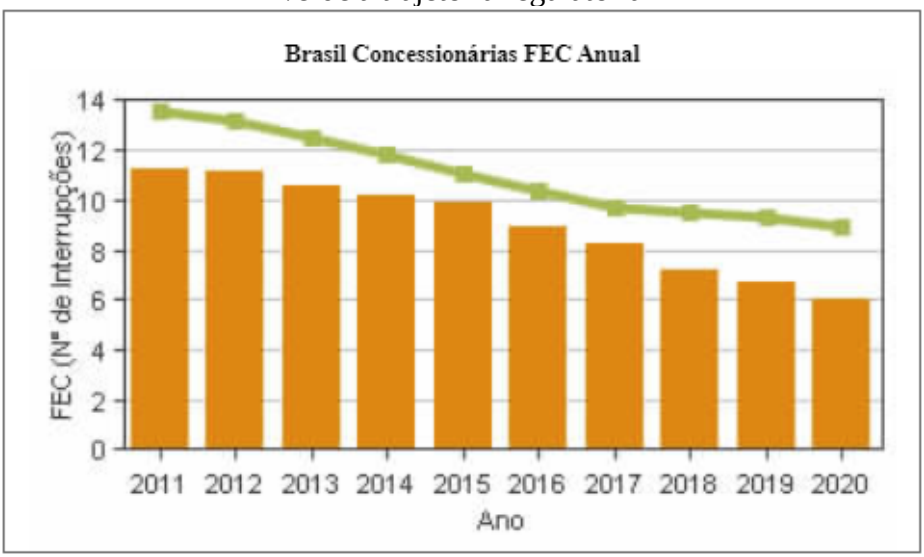
Os resultados dessa política obrigatória são evidentes, como apresentados nas Figura 22 eFigura 23. O indicador DEC apresenta queda perceptível seguindo a regulação aprovada em 2015 e aplicada de 2016 em diante. Em relação ao indicador FEC, houve reduções contínuas desde 2013.

Figura 22 Evolução do DEC nacional de 2010 a 2020, sendo as barras o indicador e a linha verde a trajetória regulatória



Fonte: ANEEL, 2020. Disponível em: http://www.ANEEL.gov.br/indicadores-coletivos-de-continuidade
Acesso: 01/03/2000

Figura 23 Evolução do FEC nacional de 2010 a 2020, sendo as barras o indicador e a linha verde a trajetória regulatória



Fonte: ANEEL, 2020. Disponível em: http://www.ANEEL.gov.br/indicadores-coletivos-de-continuidade. Acesso: 01/03/2000

2.4.2 Formação dos conjuntos elétricos para a definição dos níveis de qualidade

Atualmente, no Brasil, a definição dos limites de qualidade é feita a partir de comparação de conjuntos elétricos. A própria ANEEL, na Nota Técnica 173/2016-SRD/ANEEL, apresenta claramente o conceito da definição dos padrões de qualidade, pautada num modelo de comparação entre os conjuntos:

> *20. A ANEEL adota, desde a primeira versão da Resolução nº 024/2000, um método de benchmarking para a definição dos padrões de qualidade a serem seguidos pelas distribuidoras. De forma resumida, os limites dos conjuntos de unidades consumidoras de cada distribuidora são estabelecidos de acordo com o desempenho verificado (histórico) em conjuntos semelhantes, seguindo a premissa de que conjuntos considerados semelhantes devem apresentar desempenhos também semelhantes. O benchmarking se baseia em uma técnica estatística de formação de agrupamentos, que permite identificar conjuntos com características homogêneas.*

As metodologias de *Benchmarking* aplicadas pela ANEEL, no entanto, foram modificadas desde a edição da Resolução nº 024/2000. A comparação dos conjuntos é dinâmica, ou seja, para a definição de metas de cada conjunto, há a comparação com outros conjuntos similares, de maneira dinâmica. As variáveis adotadas até o 3º CRTP (Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica) são apresentadas na Tabela 3.

Tabela 3 Atributos adotados pela ANEEL até o terceiro ciclo de revisões tarifárias

Atributo
Área (km2)
Extensão de rede primária (km)
Energia consumida (MWh)
Número de unidades consumidoras do conjunto, segregadas por classe
Soma da potência instalada (kVA)
Padrão Construtivo da rede (subterrânea, aérea)

A partir dos resultados da Audiência Pública 029/2014, houve mudança em relação aos aspectos a serem considerados para o computo de eficiência na qualidade. Anteriormente, eram considerados aspectos físicos da rede, como características de consumo, porém a partir do 4º ciclo de revisão tarifária, mudou a metodologia de identificação de conjuntos semelhantes. Os conjuntos passaram a ser caracterizados e comparados por meio de atributos mais significativos sobre a qualidade do serviço, tanto para o DEC quanto para o FEC. Conforme apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 Atribuídos adotados pela ANEEL para a comparação de conjuntos elétricos a partir de 2015

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

Com a metodologia estabelecida pela REN nº 641/2014, em vigor a partir de janeiro de 2015, os conjuntos passam a ser definidos por subestações não guardando relação com o processo de atributos estabelecidos anteriormente.

2.4.3 Breve visão sobre a atual regulamentação econômica da distribuição de energia elétrica no Brasil

2.4.3.1 Modelo setorial da distribuição de energia elétrica

A distribuição de energia elétrica é, na regulação atual, caracterizada pelos monopólios de redes e de comercialização para os consumidores de baixa tensão e parte dos de média tensão. A receita da distribuidora é definida pela ANEEL, por meio de um processo de Revisões e Reajustes Tarifários, descrito no Módulo 2, nos procedimentos de regulação tarifária.

Uma série de paradigmas compõem o modelo econômico da distribuição de energia, cujo principal é o *price cap*, ou preço-teto. Esse modelo passa a ser aplicado em diversos setores da economia, no mundo e no Brasil, a partir das décadas de 1980 e 1990, para corrigir efeitos negativos observados no modelo corrente até então, o "preço pelo custo".

O modelo de "preço pelo custo" baseia-se em garantir uma remuneração aos investimentos feitos pela distribuidora, que realiza os gastos necessários para expandir o serviço e mantê-lo em níveis adequados. Já o regulador (ou agência reguladora), estabelece uma tarifa de maneira a remunerar esses gastos, conforme um valor de lucro contratado ou justificado. Considerado a base da criação do monopólio de distribuição, atribuído principalmente a Samuel Insull (YERGIN, 2014), esse modelo foi muito utilizado na expansão da infraestrutura do setor elétrico brasileiro até meados da década de 1990, diante de um ambiente verticalizado e gerido eminentemente por companhias estatais. Porém, foi abandonado nas reestruturações que se seguiram por ser uma metodologia de regulação que não prima pela eficiência de gestão, além de geradora de subsídios cruzados entre diversos agentes do setor.

O modelo de "preço-teto" parte da premissa de que o regulador (ou agência reguladora) define o valor da tarifa, e a empresa deve fazer seu planejamento para atender mercado e qualidade, de acordo com esse preço estabelecido, podendo obter ganhos maiores se sua eficiência for maior do que a prevista na precificação. Assim, primeiro é definido o preço do serviço, tal como seria em um mercado competitivo. Essa concepção de modelo, proposta no Chile e no Reino Unido, entre as décadas de 1970 e 1980, passou a vigorar em diversos países a partir de 1990 e está vinculada ao processo de "privatização" do setor, embora não haja ligação direta entre as "privatizações" e esse modelo, o qual também preconiza a captura do crescimento esperado do mercado, a partir de um "Fator X". De fato, esperava-se com esse modelo reduzir custos operacionais.

A regulação brasileira da distribuição tida como modelo de *price-cap*, preço-teto é, no entanto, composta de uma vertente de preço-teto e outra de preço pelo custo, que será chamada de modelo híbrido. Isso acontece porque enquanto os custos operacionais são alvos de políticas de eficiência, os investimentos são reconhecidos e não têm base em nenhuma metodologia concreta que vise à eficiência, indicados, salvo exceções, para a remuneração dos investimentos.

Outra premissa no modelo brasileiro adotada na distribuição diz respeito à comercialização de energia elétrica. Há dois tipos principais de consumidores no mercado do país: o consumidor livre e o consumidor cativo. O consumidor livre é responsável por contratar ou prover sua energia. O consumidor cativo obtém sua energia por meio da distribuidora, que prioritariamente adquire energia no mercado regulado via leilões. Esse custo da aquisição da energia é repassado ao consumidor cativo e não deveria impactar o negócio da distribuição. A motivação desse arranjo é permitir expansão da capacidade de geração, seja por grandes consumidores (livres) ou pela realização de leilões, dado que as distribuidoras devem atender 100% do seu mercado a partir de contratos de energia.

Para a distribuidora, despesas relacionadas à compra da energia e seu transporte até a distribuição, bem como despesas com encargos obrigatórios do setor elétrico, compõem a "Parcela A", prevista para ser repassada aos consumidores cativos.

Por outro lado, as despesas inerentes ao negócio de distribuição de energia compõem a chamada "Parcela B" e são rateadas a partir de tarifas para todos os consumidores conectados na distribuição, sejam livres ou cativos.

O regulador define uma receita requerida considerando principalmente a Parcela A e a Parcela B, e a partir da divisão pelo mercado esperado de energia é calculada a tarifa média, cujo repasse aos consumidores se dá por meio da estrutura tarifária, visando a recuperar de maneira justa as Parcelas A e B. A cada ciclo tarifário, o regulador define a receita requerida que, anualmente, é ajustada em decorrência de mudanças do mercado, eficiência empresarial e ganhos ou perdas possíveis, por meio de um processo de reajuste tarifário.

2.4.3.2 Principais documentos da regulação econômica

A regulação econômica do setor elétrico passa primeiramente pelo arcabouço legal, tanto em relação à Constituição quanto em relação às leis ordinárias e decretos, que definem as atividades concedidas e autorizadas, possibilitando outras à livre iniciativa.

De maneira geral, há três conjuntos de documentos fundamentais para a estruturação das contas e receitas do setor elétrico, além dos contratos de concessão:

- Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE);
- Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE); e
- Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET).

O Manual de Contabilidade do Setor Elétrico[9] (MCSE) contempla o novo Plano de Contas do Setor Elétrico, objetivos, instruções gerais, instruções contábeis, instruções de divulgação de dados e informações contábeis, financeiras, administrativas e de responsabilidade social.

Considerando que os ativos concedidos podem ser revertidos à União, o Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE), (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2015) padroniza e delimita como os ativos devem ser contabilmente considerados na concessão, impactando diretamente a remuneração do setor de distribuição, por exemplo.

Em relação aos valores de referência para os ativos, atualmente, há banco de preços para as concessões de transmissão. Na distribuição, também procurou-se adotar um banco de preços para avaliação econômica dos ativos, porém apenas alguns valores são regulados em relação a componentes menores e custos adicionais, mas não ao ativo em si. O assunto tem sido debatido em audiências e consultas públicas[10], não sendo ainda completamente consolidado na regulação.

Por fim, a ANEEL publica os Procedimentos de Regulamentação Tarifária (PRORET), que consiste em 12 módulos. Para as distribuidoras concessionárias, o Módulo 2 do PRORET trata da “Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica”. O Módulo 3 do PRORET trata do “Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica”. Por fim, a estrutura tarifária é abordada no Módulo 7 do PRORET.

Para as distribuidoras que aderiram ao modelo de contrato de concessão (despacho ANEEL nº 2.194, de 16 de agosto de 2016), ou que tiveram as concessões de distribuição prorrogadas, a revisão tarifária é dada pelo PRORET Módulo “2 A”, que apresenta algumas mudanças em relação ao Módulo 2 do PRORET.

---

[9] Disponível no site ANEEL (http://www.aneel.gov.br/ofícios-despachos-e-manuais).
[10] Disponíveis em https://www.aneel.gov.br/participacao-social.

2.4.4 Reconhecimento dos investimentos em qualidade da energia

Em diversas oportunidades, as distribuidoras de energia elétrica expressaram questões sobre o reconhecimento dos investimentos por parte da ANEEL. Essas questões estão vinculadas normalmente aos seguintes aspectos:

- Reconhecimento em ativos que visam a atender contingências no sistema, principalmente nas subestações;
- Investimentos diretamente feitos para melhorar a confiabilidade da rede; e
- Investimentos em ativos de telecomunicações.

2.4.4.1 Índice de Aproveitamento de Ativos - IAS

A ANEEL adota desde o terceiro ciclo de revisão tarifária periódica um índice para o aproveitamento de ativos (IAS) em subestações. Esse índice visa a permitir às distribuidoras o investimento em recursos na subestação com o intuito de aumentar a sua confiabilidade, podendo, assim, operar em condição de contingência conhecida como “n-1”.

Conforme o Módulo 2.3 do PRORET:

> *73. Deverá ser aplicado o índice de aproveitamento em máquinas e equipamentos de subestações sobre o VNR (valor novo de referência).*
> *74. O índice de aproveitamento estabelecido para o grupo de ativos que compõem uma subestação (transformador de força, disjuntor, chaves seccionadoras, barramento, transformadores de corrente e de potencial e religadores que compõem o “bay”, do transformador da subestação), resulta da aplicação de um índice que considera o fator de utilização da subestação e a expectativa para os próximos 10 (dez) anos, do crescimento percentual da carga atendida pela subestação.*

Ao estabelecer esse mecanismo, a ANEEL pretendia tornar claras as regras de validação de ativos visando à melhoria da qualidade do serviço. Isso é feito apenas para subestações e, conforme a visão dessa agência, evitaria que as empresas sobreinvestissem em subestações.

Entretanto, esse mecanismo não tem contribuído para melhorar a eficiência nos investimentos, sobretudo em decorrência do tempo de avaliação de 10 anos à frente do momento de revisão tarifária.

2.4.4.2 Investimentos em ativos elétricos específicos para qualidade

A confiabilidade de uma rede depende, em grande parte, do padrão de rede adotado, mas alguns tipos de investimentos são mais impactantes na qualidade do serviço do que outros. Dois desses exemplos são as chaves religadoras e os cabos protegidos ou isolados.

Desde a primeira versão do Manual de Controle Patrimonial, tanto os cabos protegidos quanto os religadores fazem parte dos ativos reconhecidos como investimentos. Antes da primeira edição do MCPSE, o manual de contabilidade do setor elétrico já previa esses ativos.

Assim, a regulação não excluiu a possibilidade de investimentos em qualidade a partir dessas duas obras específicas da distribuição de energia. Sua adoção tardia pelas empresas distribuidoras deve ser explicada por outros fatores.

2.4.4.3 Investimentos em ativos de telecomunicações

As concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica têm o monopólio sobre o serviço de distribuição, garantido, em grande parte, pela exclusividade sobre os ativos específicos desse serviço.

Os ativos de telecomunicação fazem parte dos ativos de distribuição, porém não compõem a atividade de monopólio das distribuidoras. Nesse sentido, as empresas podem optar por realizarem os investimentos nesses ativos ou podem adquirir os serviços necessários.

O Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE) prevê os investimentos em telecomunicações e confiabilidade apresentados na Tabela 5.

Tabela 5 Ativos relacionados a telecomunicações aceitos pela ANEEL na distribuição de energia elétrica, compondo a base de ativos da distribuidora

TUCs	Nomes	Vida Útil	Depreciação
235	Equipamento Geral de Informática	6	16,67%
270	Fibra Ótica	15	6,67%
295	Medidor (exceto eletromecânico .01)	13	7,69%
305	Painel, mesa de comando e cubículos	28	3,57%
345	Religador	25	4,00%
375	Sistema de Alimentação de Energia	17	5,88%
410	Proteção de Carrier	20	5,00%
415	Comunicação Local (Telefonia Atendimento)	15	6,67%
430	Sistema de Dados Meteorológicos, Hidrológicos e Sismológicos	17	5,88%
485	Sistema de Proteção, Medição e Automação	15	6,67%
495	Sistema de Radiocomunicação	15	6,67%
535	Software	5	20,00%

Em relação à remuneração dos investimentos, apenas os equipamentos vinculados à parte operativa recebem retorno por meio da base de remuneração, os ativos utilizados na parte administrativa são remunerados via Base de Anuidade Regulatória (BAR).

2.5 Conclusões

Este capítulo apresentou as principais conceituações sobre qualidade da energia elétrica, especialmente em relação à qualidade do serviço.

A proposição feita é de que cabe à sociedade definir o nível de qualidade desejado, sobretudo por ser impactada diretamente pelas interrupções de energia elétrica. Inicialmente, se apresentam novas configurações para o entendimento de interrupção do fornecimento, do ponto de vista do consumidor, considerando, portanto, tanto a necessidade de limites objetivos de tensão, compatíveis com a qualidade serviço e, adicionalmente, a necessidade de se considerar um custo social na interrupção do serviço a consumidores em situação de pobreza energética.

Observa-se a regulação do serviço no Brasil, com especial atenção à qualidade coletiva e individual, ilustrando de maneira didática, com dados, o erro da metodologia brasileira, que não incentivou a melhoria da qualidade de maneira significativa e tampouco compensou os consumidores com pior nível de atendimento.

Por fim, se apresentam os principais pontos da regulação econômica em relação à qualidade do serviço, mostrando os limites para investimentos em ações de qualidade.

Três aspectos são continuados nas próximas seções:

- Argumenta-se que o Brasil já possui valores de custo da energia não suprida para o consumidor, com histórico de mais de três décadas e, os valores atuais calculados são coerentes com os observados no mundo;
- Por meio das ações observadas como possíveis para a melhoria de qualidade, obtém-se o custo da qualidade para uma rede com dados reais, seguindo-se por uma análise real de rede, que pode ser replicada a todas as redes brasileiras; e
- Por fim, se analisam quais aspectos podem levar os consumidores a terem qualidade da energia elétrica recebida inferior aos demais. Isso será feito com a tensão em regime permanente, pois como apresentado, a regulação da qualidade do serviço não é adequada, resultando que consumidores com melhor qualidade recebem mais compensações do que os consumidores com pior qualidade.

3 Custos de interrupção no Brasil

3.1 Introdução

O custo da interrupção e o custo associado à qualidade do fornecimento da energia elétrica no Brasil para a sociedade são calculados e conhecidos há décadas, embora não sejam reconhecidos ainda oficialmente pelo governo brasileiro, MME ou ANEEL. A EPE utiliza valores de custo na energia não suprida de geradores para calcular o despacho e planejar o sistema (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE, 2020; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE e MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME, 2019), utilizando custo do déficit para tal.

Os valores adotados de custo da interrupção ou de custo social da energia não suprida (CENS) são úteis para a criação de políticas públicas, para a definição de redes elétricas e suprimentos adequados, como mostra a própria EPE em relação à transmissão de energia. A definição dos valores de referência para CENS são premissas sociais, estabelecidas de maneira que a sociedade seja corretamente representada e essa construção social pode passar por contabilizar os prejuízos associados à interrupção via diversas metodologias econômicas e sociais, conforme apresentado brevemente neste capítulo.

Diversos trabalhos que calcularam o custo da interrupção ou o CENS no Brasil também serão apresentados neste capítulo. E, para validar os resultados, propõem-se uma metodologia de adequação de valores estimados em outros países à realidade brasileira.

A partir do conhecimento de que cada metodologia pode considerar diferentes aspectos no cálculo do custo da interrupção, nesta tese, propõe-se avaliar limites considerados adequados para o valor de custo da qualidade no Brasil. Assim, da análise nacional e internacional, pode-se afirmar que o último valor calculado para o Brasil, na ordem de 15,00 R$/MWh, é adequado em relação aos trabalhos anteriores realizados no país, porém conservador do ponto de vista internacional, observando-se valores maiores para a realidade brasileira.

Este trabalho é inovador em diversos aspectos, sobretudo, quanto: ao posicionamento em relação à definição de um valor de CENS adequado para o Brasil; ao levantamento do histórico dos trabalhos feitos; à observação da realidade internacional, transportando-a ao Brasil, e demonstrando o acerto das metodologias brasileiras ou, ao menos, que os valores calculados no país estão abaixo da realidade internacional, e não acima. Essa conclusão é fundamental para o entendimento do próximo capítulo sobre o custo da melhoria do serviço.

3.2 Premissas e possibilidades de valoração do custo da qualidade

A qualidade de fornecimento é uma característica intrínseca da rede de distribuição e de sua operação. Já o nível da qualidade, deve ser premissa de escolha da sociedade, a usuária fim e real motivadora da existência das redes de distribuição. Escolher, no entanto, é um tema complexo e com diversos métodos possíveis. Pode-se votar democraticamente, ou realizar escolhas em um mercado propício, por exemplo. Na dissertação de mestrado de Ivo Ordonha Cyrillo (CYRILLO, Ivo Ordonha, 2011), duas otimizações foram aplicadas para se obter o nível de qualidade desejada pela sociedade; uma otimização da rede elétrica, criando uma curva de custo de melhoria da qualidade; e outra microeconômica, encontrando a tarifa ótima para atingir tal qualidade. Os valores referentes à sociedade foram obtidos a partir de uma pesquisa de campo realizada em São Paulo, Brasil (CYRILLO, I. O. e colab., 2009), e das teorias dos professores Hector Arango e Carlos Tahan (ARANGO e colab., 2008). De fato, observou-se ser possível melhorar a qualidade com base no valor escolhido pela sociedade.

Provar a possibilidade e necessidade de melhorar não é suficiente para a realização de uma mudança. Pode-se, no entanto, construir arcabouços conceituais para que as mudanças aconteçam, com base em premissas objetivas. Neste trabalho, a primeira premissa é que as empresas reguladas não detêm o poder sobre as decisões da agência reguladora ou da sociedade, mesmo sendo altamente vantajoso para elas (POSNER, 1974; STIGLER, 1971). A segunda premissa estabelece que, enquanto a sociedade não pode ou não consegue resolução ou consenso sobre um tema específico, podem-se utilizar modelos microeconômicos para o estabelecimento de demanda e oferta e, consequentemente, o ponto no qual o mercado encontra seu equilíbrio (MANKIW, 2019), no caso específico por qualidade de energia. Ambas as premissas sustentam que o poder decisório sobre um serviço ou produto é da sociedade.

Essas premissas não são suficientes para resolver todas as questões sociais, sobretudo às relacionadas à pobreza (SANTOS, 2009) e aos impactos sociais e econômicos decorrentes da exclusão do uso da energia elétrica (GOLDEMBERG, José e colab., 2003; REIS e colab., 2005; REIS e CUNHA, 2006), seja por falta de acesso, uso ou por má qualidade da energia suprida. No entanto, as premissas apresentadas são amplamente aceitas no mercado de energia brasileiro e por isso compõem o alicerce dos padrões mínimos a serem esperados.

No Brasil, muito foi feito em relação ao acesso e uso da energia elétrica (FUGIMOTO, 2005), fundamentais para a universalização, alcançada em grande medida com a concretização do Programa Luz para Todos, a partir das intenções da Lei Nº 10.438/2002 e da vontade

governamental de distribuir os custos da universalização do acesso via Lei nº 10.762/2003 (BRASIL, 2002, 2003).

Nem sempre os modelos econômicos resolvem questões sociais. No caso da universalização, por exemplo, pode-se concluir que não é viável economicamente implementar o acesso ao serviço (SIEVERT e STEINBUKS, 2020), caso não se considerem as diversas possibilidades técnicas e econômicas para a solução do problema (KORKOVELOS e colab., 2020). Há casos em que não há dúvidas, e a maioria absoluta das referências na literatura e na experiência internacional aponta em uma direção. O presente capítulo trata justamente dessa direção quanto ao custo da qualidade da energia elétrica, com enfoque ao referente custo para o Brasil.

Para abordar tal questão, toma-se o caminho histórico, elencando os trabalhos científicos[11] que calcularam custos da qualidade, apresentando resultados. São mais de três décadas em desenvolvimento de metodologias, realização de pesquisas junto à sociedade e de cálculos econômicos, sobretudo após a redemocratização na década de 1980.

A despeito de tal avanço ao longo das décadas, em alguns setores da sociedade, é recorrente o questionamento sobre os resultados do custo da qualidade no fornecimento de energia elétrica no Brasil, que tomou corpo na consulta pública número 15, realizada pela ANEEL em 2016. De fato, é difícil mensurar a qualidade, porém alguns métodos tornam possível essa valoração. No Brasil, aliás, diversos métodos foram utilizados, como será apresentado neste trabalho. E, apesar das metodologias serem corretamente aplicadas, houve variação de valores de forma não esperada ao longo dos anos. Assim, pergunta-se: se as metodologias estão corretas, seriam os valores obtidos em pesquisas brasileiras confiáveis e coerentes?

Para se verificar se os valores de custo da interrupção calculados no Brasil são coerentes, demonstra-se a possibilidade de averiguar o custo da qualidade com base em estudos feitos em outros lugares do mundo. Os custos referentes à qualidade do serviço dependem da realidade local, portanto se estabeleceu uma forma de contabilizar tais valores para a realidade brasileira.

Assim, este capítulo aborda, de duas formas, possibilidades de se utilizar a rica literatura sobre o assunto para se chegar a consensos em relação ao custo social da energia não distribuída, apontando faixa de valores e explicações plausíveis de resultados, bem como evidenciando a

---

[11] O setor elétrico brasileiro apresenta grande interação entre os agentes, assim as publicações em congressos, revistas e fóruns de discussão são feitas pela academia, por agentes governamentais do setor e pela indústria.

contradição da não utilização de um valor de referência do custo da energia não suprida no mercado brasileiro.

3.3 Trabalhos realizados no Brasil[12]

No Brasil, as primeiras pesquisas publicadas sobre os impactos da qualidade do serviço e o custo da interrupção datam do final da década de 1970. A caracterização do custo da interrupção fica particularmente importante após a análise econômica na otimização dos níveis de confiabilidade de uma rede de energia elétrica, introduzida pelo Prof. Munasinghe (1979), com enfoque no custo social da distribuição de energia.

Na década de 1980, os estudos sobre o custo da qualidade tomam forma. As distribuidoras de eletricidade valoraram os impactos das interrupções de energia, sendo conhecido o trabalho da ELETROBRAS com o objetivo mensurar o custo de interrupção, que se baseava na metodologia apresentada no relatório técnico de 1987 (ELETROBRAS, 1991), em parceria com a Fundação Instituto de Administração da FEA/USP. Luiz Carlos Silveira Guimarães, em seu artigo informativo no Comitê de Distribuição de Energia Elétrica (CODI), explanou que a COPEL também desenvolvia trabalho sobre o custo econômico-social da interrupção (Shiga, A. A., 2007). Em 1989, Paulo de Tarso Camargo publica sua dissertação de mestrado "Custo Social da Energia Elétrica" (Camargo, 1989), na qual apresentava os impactos das interrupções para diferentes tipos de consumidores.

Embora tais avanços metodológicos e observacionais tenham sido feitos ao longo da década de 1980, as pesquisas de custo da qualidade no Brasil começaram a ser publicadas na década de 1990, com ênfase em métodos estatísticos para custos da interrupção (Massaud et al., 1994), a partir de métodos com pesquisa direta (ELETROBRAS, 1991) e por meio de regressões econométricas e matriz insumo – produto (Gomes; Schilling, 1997).

Massaud, Schilling e Hernandez (1994), no artigo *Electricity restriction costs,* apresentam os resultados obtidos na primeira pesquisa de consumidores, realizada no Brasil, sobre o assunto de custos da interrupção, esclarecendo também diferenças entre custo da interrupção, custo do déficit e custo do não faturamento para a distribuidora. A pesquisa junto às distribuidoras e consumidores foi realizada no período de quatro anos, com a ajuda de

---

[12] Uma versão inicial desse trabalho foi publicada inicialmente pelo autor na consultoria para o Banco Mundial, em 2016, realizada em uma parceria entre a Sinapsis Inovação em Energia e Mercados Energéticos Argentina e Chile

diversos profissionais das próprias distribuidoras. Em relação ao método utilizado para cálculo do custo da interrupção para consumidores residenciais, adotou-se a relação entre renda familiar horária e o consumo médio horário (USD/kWh). Para os consumidores comerciais e industriais, foram calculados impactos na produção e na retomada, entre outros, também expressos USD/kWh. O artigo relata funções de *Composite Customer damage function* (CCDF) para consumidores residenciais, comerciais e industriais. Assim, esta pesquisa foca no custo da interrupção para os consumidores, calculando o impacto de interrupções não simultâneas de curta e longa duração.

Em 1997, Gomes e Schilling (1997) apresentaram os valores de custo da energia não distribuída por distribuidora no Brasil. Os custos médios foram calculados para energia não suprida (ENS), em interrupções que afetam alguns grupos de consumidores de cada distribuidora. Assim, por exemplo, para a Eletropaulo[13], o valor calculado foi de 1,39 USD/kWh para uma interrupção de 5 horas e, 1,98 USD/kWh, para uma interrupção de 3 minutos. Essa diferença entre valores acontece porque o valor do custo médio da interrupção é calculado em função da ENS durante o período de interrupção.

Até a década de 1990, o mercado de energia elétrica apresentava estrutura verticalizada com empresas de geração, transmissão e distribuição vinculadas, cujas tarifas, em diversos períodos, foram equalizadas ou utilizadas como controle inflacionário, o que influenciava de certa forma a conceituação e pesquisas dos custos de interrupção. Nesse contexto, em 1992, Schilling e Marangon publicam no XI SENDI (Schilling et al., 1992) um estudo sobre as considerações do planejamento da distribuição, transmissão e geração com a utilização dos custos da confiabilidade, apresentando os valores de faturamento, custo de déficit e custo da interrupção. Na época, o valor médio da tarifa era de 0,048 USD/kWh, o custo do déficit era de 0,775 USD/kWh e o custo da interrupção, para os consumidores residenciais, de 1,11 USD/kWh. Os valores para custo da interrupção de consumidores comerciais e industriais esteve entre 0,75 USD/kWh a 4,76 USD/kWh, com comportamento similar ao apresentado por Massaud em 1994.

De maneira geral, as pesquisas de custo da interrupção feitas na década de 1990 estavam vinculadas à ELETROBRAS e ao CODI, possibilitando grande integração entre as distribuidoras. Entretanto, a publicação dos resultados restringiu-se aos documentos da

---

[13] Distribuidora responsável pela capital de São Paulo e por várias cidades da região metropolitana

ELETROBRAS e a alguns congressos e simpósios nacionais, dos quais é difícil obter o histórico e as publicações[14]. A exceção é o trabalho de Massaud, Schilling e Hernandez (1994).

Na década de 2000, para os trabalhos de custo da interrupção, destacam-se os vinculados às universidades e oriundos de P&D, bem como por meio da Comissão de Serviços Públicos do Estado de São Paulo (CSPE), atual ARSESP.

Magalhães et al. (2001) avaliou o custo da interrupção do fornecimento de energia elétrica a partir de pesquisas com o consumidor, denominado no trabalho de "custo social da interrupção". A pesquisa abrangeu os consumidores residenciais, comerciais e industriais do Estado de São Paulo. Foram utilizados métodos diretos e indiretos na mensuração do custo da interrupção. Os custos de interrupção para as categorias residencial e comercial/industrial de pequeno porte foram avaliados considerando duas metodologias distintas. Para as categorias comercial de grande porte e industrial, foram utilizados somente custos diretos. As pesquisas com método indireto foram feitas por levantamento da “disposição a pagar” (DAP ou WTP do inglês *willingness to pay*) para os consumidores residenciais e comerciais de pequeno porte. As pesquisas por método direto utilizaram diversos tipos de custos relacionados à frequência de interrupção e com o tempo de energia interrompida de acordo com as categorias de consumidores. Para os consumidores residenciais, o modelo DAP resultou em um custo médio para a categoria de 0,83 USD/$kWh_{interrompido}$, enquanto no modelo de custos diretos, o custo médio da interrupção foi de 0,96 USD/$kWh_{interrompido}$. Para os consumidores comerciais de baixa tensão, os valores obtidos com a metodologia DAP ficaram entre 0,52 USD/ $kWh_{interrompido}$ a 0,90 USD/ $kWh_{interrompido}$. Com a metodologia de custos diretos, que considera custos de processos produtivos e de vendas, esse valor se elava a 1,27 USD/$kWh_{interrompido}$, sendo esse valor a média ponderada das amostras das atividades pesquisadas. O custo Unitário do $kWh_{interrompido}$ para o Estado de São Paulo, ponderando-se pelo consumo energético, foi de 1,20 USD/$kWh_{interrompido}$.

Hideki et al. (2001) realizaram uma pesquisa de avaliação do custo de interrupção para consumidores de alta e média tensão em uma concessionária de São Paulo. A pesquisa foi realizada em duas regiões e, a partir de um universo de 2.553 consumidores industriais, foram sorteados para pesquisa 69 consumidores de média tensão e 140 consumidores de baixa tensão. Foram realizadas pesquisas qualitativas antes da avaliação quantitativa. A valoração do custo da interrupção foi feita por métodos diretos, considerando: custo de geração própria; de

---

[14] Na década de 1990 era comum a publicação em mídia impressa ou em mídia eletrônica sem disponibilidade na internet.

proteção; de reparos; de matéria prima e produtos deteriorados; de produtos acabados; danificados; de produção perdida; custo de retomada de produção; de horas extras; de perdas de informação; e custos extras. Dos 209 consumidores entrevistados, foram obtidos 168 questionários válidos. Um dado interessante na pergunta DAP dessa pesquisa foi que, 90% das empresas entrevistadas veem benefícios com o aumento da qualidade de energia, porém 93% dos consumidores não aceitam pagar pela melhoria do serviço. Apenas 11% dos consumidores consideram a qualidade de energia fornecida como ruim ou péssima. A resposta negativa à DAP pode guardar um viés comportamental em negociação, pois 85% alegaram problemas econômicos de aumento de custos. Essa pesquisa apontou um custo de interrupção médio, valorado em ENS, de 1,64 USD/kWh.

Em 2009, Cyrillo et al. (2009) apresentam trabalho sobre a avaliação da percepção dos consumidores utilizando pesquisa de campo com consumidores residenciais, feita na área de concessão da Eletropaulo em 2008, com grupo de foco e pesquisa de disposição a pagar (DAP) e a receber (DAR), a partir de valoração contingente de cenários de melhoria de qualidade. Aos consumidores, era perguntado se estariam dispostos a pagar por uma redução de interrupção de 4 horas semestrais, i.e. 8 horas anuais. Se estivessem dispostos a pagar, o valor seria adicionado à fatura mensal de eletricidade. Os valores mensais de custo da qualidade eram sorteados para cada consumidor, em um total de cinco valores possíveis. O resultado obtido da disposição a pagar foi um faixa de R$ 5,49 a R$ 7,90. Algumas observações são importantes em relação a esse trabalho: (i) focou-se somente em consumidores residenciais que apresentavam qualidade inferior à média da concessionária; (ii) esse tipo de pesquisa estima o valor percebido pelo consumidor devido às interrupções, ele não avalia diretamente o consumo; (iii) o resultado não é dado em R$/kWh, mas sim em relação ao cenário da pesquisa, contabilizado em horas de interrupção reduzidas; (iv) os resultados não apontaram maioria na aceitação da melhoria, e isso aconteceu provavelmente porque o valor da pesquisa DAP/DAR estava descasado dos valores necessários para a melhoria da qualidade; e (v) os consumidores avaliam a alteração no preço (tarifa) pago para a concessionária e não o valor alterado da energia em R$/kWh.

Assim, para a aplicação de uma pesquisa DAP/DAR com perguntas fechadas, é necessário conhecer o valor adequado de investimentos necessários para melhoria da qualidade de acordo com o cenário dado, pois o consumidor valora o incremento ou decréscimo na tarifa, que por sua vez é afetada pelo nível de investimentos e custos operacionais. As pesquisas de campo sobre o custo da interrupção para consumidores residenciais (ENERQ, 2009) mostram que, para o consumidor, a mudança do valor na tarifa é mais importante do que o valor de

R$/kWh alterado. Essas pesquisas também indicaram que quanto melhor a qualidade menor a disposição a pagar pela melhoria.

Uma metodologia permitindo correlacionar o custo da energia não suprida (ou distribuída, no caso END) com variações da tarifa foi apresentada em 2011 por Cyrillo e Tahan (Cyrillo, 2011), que relacionam disposição a pagar com custos para a melhoria da qualidade na rede de distribuição. Para os consumidores residenciais, a valoração é feita por meio de DAP. O planejamento da rede é feito por metodologia de planejamento agregado (simulação estatística, com base em dados da rede) no qual obras de qualidade são adicionadas de acordo com o custo da END. No estudo de caso, em que o DEC e o FEC são reduzidos pela metade, em 4 anos, o valor do custo da ENS que permite essa redução é de 10,00 R$/kWh$_{interrompido}$ e a diferença entre a tarifa base e a tarifa com melhoria de qualidade proposta é de 1,15 R$/MWh. Assim, para um consumidor que consome 300kWh/mês esse valor representa um acréscimo de R$ 0,35 por mês na conta de energia elétrica, que é inferior ao valor médio da DAP, de 2,18 R$/mês. A novidade do estudo de Cyrillo (2011) está em simular a tarifa ótima, considerando diferentes níveis de qualidade, medidos em DEC ou FEC, e em verificar se esses níveis de qualidade são desejados economicamente pela sociedade.

Do ponto de vista de elaboração das pesquisas e de metodologias, na década de 2000, podem ser citados Cruz (2007) e Marques (2006). Cruz (2007) desenvolveu uma metodologia de cálculo dos custos da interrupção com base em perguntas de prejuízos envolvidos e na disposição a pagar do consumidor; Marques (2006), por sua vez, desenvolveu uma metodologia para calcular o custo de interrupção em consumidores industriais e comerciais, consolidada por ferramenta computacional com metodologia de análise direta e que pode ser utilizada pelo próprio consumidor por meio de ferramenta computacional disponível na Internet. Por fim, a pesquisa realizada no trabalho de P&D pelo ENERQ (2009) com consumidores residenciais apresenta um formulário, testado em grupo de foco e em campo, sobre a aplicação de pesquisa com avaliação contingente (DAP/DAR) para a melhoria de qualidade.

Na década de 2010, os trabalhos de custo da interrupção tornaram-se mais restritos à aplicação em cada concessionária, normalmente vinculadas a projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D).

Em 2011, Teixeira et al. publicaram pesquisa relacionada com o cálculo do custo de interrupção de consumidores industriais para o Paraná, na área de distribuição da Companhia Paranaense de Energia (COPEL). A pesquisa envolveu cerca de 1.000 consumidores e baseou-se na literatura apresentada anteriormente, incluindo pesquisa qualitativa sobre o uso da energia elétrica. O intuito era subsidiar as decisões de planejamento da distribuidora, considerando os

custos de qualidade. Não há, contudo, nesse artigo, os valores de custo da interrupção obtidos na pesquisa.

Ainda em 2011, Pelegrini et al. (2011) publicaram pesquisa sobre o custo da interrupção para grandes consumidores, realizada na área de concessão da Eletropaulo, com metodologia similar, englobando também pesquisa de disposição a pagar e a receber por melhoria da qualidade. O artigo apresenta um estudo de caso apresentando os custos calculados por meio das equações obtidas na pesquisa com o acompanhamento de um consumidor, cujo fornecimento de eletricidade foi medido por 40 dias. O resultado do trabalho mostra grande coerência entre os valores calculados a partir dos questionários para o consumidor e os valores observados durante as interrupções. Entretanto, não há divulgação dos resultados gerais da pesquisa.

O derradeiro trabalho publicado no Brasil sobre custo da qualidade foi em 2016 pela consultoria Sinapsis Inovação em Energia e pela Mercados Energéticos, publicado pela ANEEL na Consulta Pública 015/2016, com base em dados coletados em 2015.

Importante notar, nesse contexto, que todos os trabalhos, a partir da publicação do *Electricity restriction costs* de Massaud, Schilling e Hernandez (1994), apresentam a diferenciação objetiva entre custo do déficit e custo da interrupção. Outra questão notável é que o foco das publicações é apresentar o valor da interrupção em unidades monetárias por energia interrompida. Algumas publicações, sobretudo às da década de 1990, apresentam o valor da interrupção de curta duração por meio dos custos de interrupção anteriores aos 3 minutos.

Um resumo dos valores publicados no Brasil até 2020, com os respectivos autores e autoras, está presente na Tabela 6, cujo objetivo é mostrar alguns valores fundamentais para o entendimento do custo da qualidade no país, com o foco no consumidor. Os dados apresentam aparentemente variações significativas, porém à luz da experiência internacional, os valores obtidos no cenário brasileiro demonstram certa coerência.

Em relação ao prejuízo estimado pelas interrupções, os trabalhos desenvolvidos pela Sinapsis e pela Mercados, em 2016, com base em consumo e PIB de 2015, apontavam que o impacto do custo da energia não distribuída para a sociedade está na ordem de 13,5 bilhões de Reais por ano.

No entanto, ao serem apresentados na Consulta Pública ANEEL 015/2016, tais valores de custos sociais não foram bem avaliados pelas concessionárias. A crítica se deu muito mais em relação a valores do que à metodologia.

Tabela 6 Custos de Interrupção publicados no Brasil

Referência	Descrição	Custo da Interrupção
Gomes e Schilling (1997)	Eletropaulo - 5 horas	1,39US$/kWh$_{int.}$
Gomes e Schilling (1997)	Eletropaulo - 3 Minutos	1,98US$/kWh $_{int.}$
Schilling e Marangon (1992)	Residenciais	1,11 US$/kWh $_{int.}$
Schilling e Marangon (1992)	Comerciais e Industriais (Valor máximo)	4,76 US$/kWh $_{int.}$
Magalhães et al. (2001)	Residenciais DAP	0,83 US$/kWh $_{int.}$
Magalhães et al. (2001)	Residenciais Custos diretos	0,96 US$/kWh $_{int.}$
Magalhães et al. (2001)	Custo médio de São Paulo	1,20 US$/kWh $_{int.}$
Hideki *et al.* (2001)	Consumidores AT e MT em São Paulo	1,64 US$/kWh $_{int.}$
Cruz (2007)	Atualização dos custos encontrados nos trabalhos anteriores (residenciais)	2,39 US$/kWh $_{int.}$
Cyrillo, Pelegrini, Anuatti, Borger, Beluzzo (2009)	Residenciais - DAP de acordo com cenário	2,18 R$/mês
Cyrillo (2011)	DAP - corrigindo pelo consumo médio	10,00 R$/kWh $_{int.}$
Cyrillo (2011)	Acréscimo na tarifa para melhoria da qualidade de acordo com o cenário proposto	1,15 R$/MWh
Sinapsis Energia e Mercados Energéticos (2016)	Custo Unitário das Interrupções, modelo econométrico pelo PIB e consumo	15,70 R$/kWh

Por fim, a questão temporal poderia ser um entrave na comparação entre diferentes valores de custos da interrupção obtidos ao longo de três décadas. Os trabalhos anteriores à década de 2000 foram atualizados por (CRUZ, 2007) e, embora as transformações no setores elétrico brasileiro tenham tido impactos nas tarifas e no mercado (PELEGRINI, 2003)[15], as

[15] Ao apresentar a história das cooperativas no Brasil, Pelegrini contextualiza os diversos momentos do setor energético brasileiro de maneira lúcida e bem elaborada.

alterações nos valores médios de tarifa, nesse período, foram moderadas, como pode ser observado na

Figura 19, que apresenta as tarifas médias no Brasil de 2003 a 2015, tendo como base o valor real de 2015, corrigindo os demais anos pelo IGPM.

Figura 24 Valores da tarifa média de energia elétrica no Brasil com bases em valores reais de 2015. Fonte: tarifas ANEEL e índice de preços IGPM da FGV

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados de tarifas disponibilizados pela ANEEL e do índice de correção IGPM da FGV

3.4 Meta-análise a partir de dados internacionais

O capítulo anterior apresentou o histórico de pesquisas e de custos da interrupção calculados para a realidade brasileira ao longo de três décadas. Porém os usos energéticos mudam ao longo do tempo e o valor da energia para a produção também. Eficiência energética, maior valor agregado dos produtos gerados, entre outros ganhos de produção tendem a aumentar o custo do $kWh_{interrompido}$.

Neste capítulo, propõe-se uma maneira de analisar o custo da energia não suprida internacionalmente e transpor tal valor econômico para a realidade brasileira.

3.4.1 Custo da energia não suprida obtido por meta-análise e convertido a partir do PIB, consumo energético e população

Uma das possibilidades de verificar um intervalo de valor provável para o de custo da interrupção ou custo da energia não suprida é por meio do uso de outros indicadores macroeconômicos entre as diferentes economias, como o Produto Interno Bruto (PIB). Um método proposto por ENERQ (2014) é a partir de meta-análise com base em multiplicadores do PIB (residencial, comercial e industrial), bem como no número de residências por país[16].

Nessa abordagem, o valor da energia não suprida é corrigido de acordo com multiplicadores da economia, obtidos de regressões de dados do custo da interrupção para diversos países e do uso de dados de PIB do Banco Mundial.

A ideia geral é converter os valores de custo da energia não suprida para um mesmo valor de moeda, em um mesmo ano padrão e obter valores proporcionais tanto ao PIB, ao consumo de energia elétrica e à população. Em outras palavras, considera-se que para se utilizar o valor de custo da energia não suprida, deve-se considerar, ao menos, uma mesma base temporal e guardar a proporcionalidade média entre riqueza gerada e consumo de energia.

A vantagem desse método é balizar as expectativas de valores econômicos para o custo da energia não suprida a partir de pesquisas internacionais sem, no entanto, usar os valores *ipsis litteris*, pois as pesquisas para obtenção do custo da energia não suprida (CENS) variam para cada país, em decorrência de escolhas de pesquisas, de comportamentos sociais, de verbas destinadas a tais estudos, da eficiência energética e da própria realidade da qualidade da energia local.

Os dados de custo da interrupção (CENS) são obtidos de estudos internacionais, como apresentado na Tabela 7.

Os dados da Áustria, Nova Zelândia e Austrália – Vitória foram retirados de uma revisão de literatura conduzida pela *London Economics International* (L.E.I) (*London Economics*, 2013). No caso da Itália, de (Fumagalli, E., Lo L. Schiavo, L. and Delestre , F., 2007), do Brasil, de (Cruz, M. P., 2007), da Suécia, de (Andersson, R., Taylor, L., 1986), da Noruega, de (Trengereid, F., 2003), da Grã Bretanha, de (*London Economics*, 2013) e de Hong Kong, de (Mok, Y. L., & Chung, T. S., 1997). No caso da Áustria, o valor encontrado é para uma interrupção de 12 horas e no caso da Nova Zelândia, uma interrupção de 8 horas. O valor para

---

[16] A concepção original do método é do Prof. Dr. Francisco Anuatti.

Austrália – Vitória foi obtido pela ponderação dos CENS (custo da energia não suprida) encontrados para os intervalos de duração de 20 minutos, 1, 2, 4, 8 e 24 horas, com suas respectivas probabilidades e somando os valores ponderados. Por último, os valores da Itália e Suécia são para uma interrupção de 2 horas, os do Brasil, para uma interrupção entre 60 e 120 minutos, e da Noruega, Grã-Bretanha e Hong Kong, com interrupções de 1 hora. Em todos os casos, a metodologia utilizada foi o de pesquisas via preferências declaradas.

Tabela 7 Estudos usados na meta-análise

Artigo/Relatórios	País	Período	Estimativas (R,I,C)
L.E.I. 2013	Áustria	2012	R, Não-R
L.E.I. 2013	Austrália – Vitória	2008	R, I, C
Cruz 2007	Brasil	2004	R, I, C
Linares, Rey. 2012	Espanha	2008	R, I, C
L.E.I. 2013	Nova Zelândia	2008	R, I, C
Nooij. 2007	Holanda	2001	R, I, C
Growitsch, et al. 2013	Alemanha	2007	R, I, C
Leahy, Tol. 2010	Irlanda do Norte	2000-2007	R, I, C
Leahy, Tol .2010	República da Irlanda	2001-2008	R, I, C
Fumagalli, et al. 2007	Itália	2005	R, Não-R
Andersson, Taylor. 1986	Suécia	1980	R, I, C
Massaud, et al. 1994	Canadá	1991	R, I, C
Mok, Chung. 1997	Hong Kong	1995	R, I, C
Sullivan. 2009	EUA	2005	R, Não-R
Zachariadis, Poullikas. 2012	Chipre	2009	R, I, C
London Economics. 2013	Grã Bretanha	2011	R, Não-R
Trengereid. 2003	Noruega	2003	R, I, C

Já os dados da Irlanda do Norte, República da Irlanda, de (Leahy, E. & Tol, R.S.J., 2011), Holanda, de (de Nooij, M., Koopmans, C. & Bijvoet, C., 2007), da Alemanha, de (Growitsch, C., Malischek, R., Nick, S., & Wetzel, H., 2013), dos EUA, de (Sullivan, M.J., Mercurio, M. & Schellenberg, J., 2009) e de Chipre, de (Zachariadis, T. & Poullikkas, A., 2012). Esses dados foram estimados usando a abordagem de função de produção. Em todos esses países a duração da interrupção considerada é de 1 hora.

A Tabela 8 apresenta os valores do CENS residencial comercial e industrial, obtidos da revisão de literatura e atualizados monetariamente para dólares de 2012 com base na paridade poder de compra (PPP). Essa escolha se deu por motivos práticos: os valores são obtidos a partir da base de dados do Banco Mundial[17] e são atualizados de maneira assíncrona para alguns países, portanto foi necessário delimitar um ano que abrangesse todos os países e estivesse próximo à publicação dos trabalhos. Para as pesquisas que não diferenciaram o CENS produtivo

[17] Disponível em https://databank.worldbank.org/source/world-development-indicators#, com último acesso em Março de 2021.

entre comercial e industrial, adotou-se o mesmo valor para ambos os setores, a partir do CENS não residencial.

Tabela 8 CENS Residencial, Comercial e Múltiplo para diversos países em dólares PPP 2012

País	CENS Residencial (USD/kWh)	CENS Comercial (USD/kWh)	CENS Industrial (USD/kWh)
Alemanha	17,32	16,03	3,18
Austrália – Vitória	4,14	28,62	10,46
Áustria	1,54	7,33	7,33
Brasil	2,90	1,45	7,21
Canadá	0,64	22,17	21,41
Chipre	13,61	9,19	2,86
Espanha	9,82	10,26	3,52
EUA	4,48	22,93	22,93
Grã-Bretanha	2,90	3,59	3,59
Holanda	19,85	9,62	5,84
Hong Kong	8,38	8,74	5,15
Irlanda do Norte	26,85	19,39	5,97
Itália	30,95	86,60	30,03
Noruega	1,26	12,20	8,27
Nova Zelândia	11,34	77,69	30,87
República da Irlanda	36,68	20,88	5,97
Suécia	3,54	40,76	15,46

Fonte: Elaboração própria, a partir da bibliografia descrita em ENERQ, 2014, com correção por dados de dólares PPP do World Bank

Os valores encontrados nos estudos foram convertidos das moedas e datas para valores dólares de 2012. Os valores dos PIBs e do consumo de energia elétrica foram obtidos da base de dados do Banco Mundial, utilizando-se os valores mais atuais de cada país para cada indicador e com conversão em PPP para 2012.

O PIB doméstico adotado foi o de paridade de poder de compra (PPP) de 2012, que permite melhor avaliar a capacidade de compra dos consumidores domésticos. Para o cálculo do PIB domiciliar horário (PIBd/kWh), foram considerados a média de habitantes por domicílio de cada país, a média per capita de consumo anual de energia elétrica e o número de horas anuais (8.760 horas).

O PIB comercial energético (PIBc/kWh) é a divisão do PIB comercial pelo consumo estimado de energia do setor comercial, esse último foi obtido multiplicando-se a razão entre o PIB comercial e o PIB nacional com o consumo de energia total do país. O mesmo procedimento foi adotado para o setor industrial, criando o PIB industrial energético (PIBi/kWh). Os resultados estão apresentados na Tabela 9.

Tabela 9 Valor do PIB setorial pelo consumo médio de cada setor econômico para os setores residencial, comercial e industrial, em PPP 2012

País	PIBd/kWh	PIBc/kWh	PIBi/kWh
Alemanha	9,58	5,61	7,16
Austrália – Vitória	12,9	6,40	5,61
Áustria	11,4	5,37	4,68
Brasil	4,38	4,69	5,18
Canadá	2,15	1,32	8,36
Chipre	3,57	4,68	6,63
Espanha	10,09	5,18	6,39
EUA	5,11	3,23	4,85
Grã-Bretanha	4,03	7,16	5,37
Holanda	11,13	6,63	4,69
Hong Kong	2,71	4,85	6,40
Irlanda do Norte	10,98	6,39	2,12
Itália	9,27	6,27	6,27
Noruega	4,40	2,12	3,23
Nova Zelândia	9,17	2,93	1,52
República da Irlanda	11,24	8,36	2,93
Suécia	1,84	1,52	1,32

Fonte: Elaboração própria, dados de dólares PPP do World Bank

Por fim, podem ser calculados os valores dos múltiplos para cada setor econômico e para cada país, tal como apresentado na Tabela 10. Como esperado, os múltiplos não têm unidade de medida, no entanto, os valores são dados em ((CENS/kWh)/(PIB_{setor}/kWh)), o que equivale a razão entre o total do custo da energia não suprida para a sociedade e o produto interno bruto, para cada setor econômico, calculados em dólares PPP de 2012.

Tabela 10 Valores dos múltiplos para cada setor econômico, com resultados em média e mediana

País	Residencial	Comercial	Industrial
Alemanha	1,81	2,86	0,44
Austrália – Vitória	0,32	4,47	1,86
Áustria	0,14	1,36	1,57
Brasil	0,66	0,31	1,39
Canadá	0,30	16,80	2,56
Chipre	3,81	1,96	0,43
Espanha	0,97	1,98	0,55
EUA	0,88	7,10	4,73
Grã-Bretanha	0,72	0,50	0,67
Holanda	1,78	1,45	1,25
Hong Kong	3,09	1,80	0,80
Irlanda do Norte	2,45	3,03	2,82
Itália	3,34	13,81	4,79
Noruega	0,29	5,75	2,56
Nova Zelândia	1,24	26,52	20,31
República da Irlanda	3,26	2,50	2,04
Suécia	1,92	26,82	11,71
Múltiplo Média	***1,59***	***7,00***	***3,56***
Múltiplo Mediana	***1,24***	***2,86***	***1,86***

A partir da observação da Tabela 10, verifica-se que os múltiplos calculados para o Brasil, tendo como base os valores calculados em (CRUZ, 2007), são menores que a média e mediana, para todos os setores e, para o setor industrial, o valor do múltiplo brasileiro se aproxima da mediana. A Tabela 11 replica os valores de multiplicadores do Brasil e da média, mediana internacionais.

Tabela 11 Médias e medianas dos múltiplos por setor econômico e valor do múltiplo para o Brasil

Setor	Média Internacional	Mediana Internacional	Indicador PIB - Brasil
Residencial	1,59	1,24	0,66
Comercial	7,00	2,86	0,31
Industrial	3,56	1,86	1,39

A maior dispersão de valores de múltiplos para os setores comercial e industrial fez com que os valores médios fossem maiores que o dobro dos valores medianos. Assim, é prudente que a mediana seja empregada como referência, visto que o Brasil aparece entre os menores

valores. Calculando-se o valor do custo da energia a partir do multiplicador da mediana internacional, Tabela 11, e do PIB setorial pela energia média, Tabela 9, obtém-se os resultados de CENS ($/kWh) para o Brasil, em PPP 2012.

Tabela 12 CENS calculado para a realidade brasileira, nos setores econômicos residencial, comercial e industrial, em USD/kWh PPP 2012

Setor Econômico	CENS (USD/kWh) via média internacional	CENS (USD/kWh) via mediana internacional
Residencial	$6,95	**$5,42**
Comercial	$32,84	**$13,40**
Industrial	$18,43	**$9,66**

3.5 Conclusões

Este capítulo apresentou uma seleção abrangente da literatura nacional e internacional sobre a valoração do custo da interrupção, mensurada em custo da energia não suprida (CENS).

No Brasil, foram aplicados diversos métodos para o cálculo do custo da interrupção, desde a década de 1990 do Séc. XX até recentemente, em acordo com as práticas internacionais. Os dados apresentados entre 1992 e 2001 então entre 0,83 e 4,76 USD/kWh$_{interrompido}$, em valores de cada época de publicação dos trabalhos. Matheus Cruz (CRUZ, 2007) os atualizou para 2004 e obteve como referência 2,36 USD/kWh$_{interrompido}$ para consumidores residenciais.

Valores publicados em Reais, já na década de 2010, variam entre 10,00 R$/kWh e 15,70 R$/kWh, usando métodos e abrangências diferentes. Enquanto (CYRILLO, I. O. e colab., 2009) realizam pesquisas diretas com consumidores residenciais de uma distribuidora de São Paulo, o trabalho apresentado na Consulta Pública ANEEL 015/2016 utiliza-se de metodologia indireta (econometria) para calcular o custo da energia não suprida para cada região brasileira, em diversos setores econômicos, bem como o valor médio apresentado. Adicionalmente, a partir dos resultados acurados, o trabalho de 2016 avalia o impacto do custo da energia não suprida no Brasil, em torno de 13,5 bilhões de Reais por ano, demonstrando valor e dimensão do prejuízo nacional causado pela energia não suprida.

Desde a década de 1990, são conhecidas as diferenças entre custo da interrupção e custo da energia não suprida, diferenciação esclarecida em todos os trabalhos brasileiros apresentados nesta tese. A principal diferença entre ambos os conceitos fica evidente para empresas, em que uma interrupção de poucos minutos pode ocasionar paradas de horas. Custos de interrupção são normalmente apresentados em função do tempo, com unidade $/kW. O custo unitário da energia

não suprida (CENS) é um valor médio do custo da interrupção, em geral indicado em kWh. Em relação aos valores, é esperado que o custo da interrupção seja igual ou maior do que o valor da energia não suprida, juntamente por considerar tanto duração da interrupção quanto frequência de interrupções. Nesse sentido, os valores apresentados no Brasil, na década de 2010, devem ser valores mais próximos do limite inferior do custo da qualidade.

Nos resultados da literatura internacional, constam tanto dados de metodologias diretas, para estabelecer ao consumidor o custo da interrupção, quanto dados de metodologias indiretas, que usam econometria para estimar o valor do custo da energia não distribuída. Ao serem transformados em custos horários, ambos os valores convergem para $/kWh. Outra particularidade observada nos trabalhos é a apresentação dos resultados na moeda local ou, eventualmente, em dólares. Na seção de meta-análise, os valores de custo da interrupção foram padronizados em custos unitários de energia não suprida e para uma mesma unidade monetária, considerando a paridade de poder de compra (PPP).

Da análise dos valores padronizados de custo da qualidade, constata-se que os dados brasileiros estão abaixo da maioria e, mesmo sendo ajustados segundo a realidade energética e econômica, como nas Tabela 9 eTabela 10, observa-se que o valor, tanto da média quanto da mediana do CENS, calculado internacionalmente, é mais elevado do que no Brasil, indicando que os cálculos brasileiros estão mais próximos da faixa inferior do custo da qualidade, ou seja, são mais baixos ou mais conservadores do que esperado.

Ainda sobre a comparação internacional, o local que mais se aproxima dos valores de custo da qualidade brasileira é a Grã-Bretanha, seja no valor do CENS, seja considerando as ponderações econômicas. No entanto, o valor médio equivalente ao DEC para a Grã-Bretanha foi de 1,3 horas, entre 2003 e 2016 (CERR, 2016), considerando dias similares aos dias críticos na regulação brasileira.

Ao transpor os valores internacionais de CENS para o Brasil em PPP, obteve-se 5,42 USD/kWh e 13,40 USD/kWh para clientes residenciais e empresariais, respectivamente. Assim, em comparação com os resultados levantados pelas pesquisas brasileiras, suspeita-se que os valores nacionais para custo da interrupção estão abaixo do esperado, e não acima.

Em relação ao uso de meta-análise como ferramenta, deu-se o mesmo peso para todas as pesquisas internacionais consideradas. O peso de cada pesquisa poderia ser alterado de acordo com o grau de certeza que ela apresenta, seja pela qualidade da metodologia aplicada, pela quantidade de entrevistas feitas, ou por outros fatores, mas a maioria dessas pesquisas não publica valores estatísticos sobre dispersão, amostragem ou cenarização que poderiam ajudar na alteração dos pesos de cada pesquisa.

Em relação ao que pode ser observado do que foi apresentado no capítulo, fica evidente que existe um custo da qualidade relacionado com a interrupção da energia elétrica e que ele pode ser calculado. Diferentes métodos apresentam valores diferentes, que consideram a realidade do local de pesquisa, do consumo energético e da relação entre energia e geração de renda. Quanto mais democrático e direto o método, mais possibilidade de apresentar melhores resultados (ACCENT, 2008; CRUZ, 2007).

Para a realidade brasileira, se observou que a utilização de método econométrico indireto a partir de usos da energia em setores (residencial, comercial e industrial) e geração de renda apresenta um valor coerente, porém inferior à média e mediana internacionais, mesmo corrigindo diferenças de PIB e de consumo de energia elétrica. Portanto, o valor calculado de 13,5 bilhões de Reais anuais de prejuízo em decorrência de interrupções no sistema elétrico é, provavelmente, inferior ao valor esperado do custo da interrupção no Brasil.

O valor do custo da qualidade do serviço no Brasil, como demonstrado, já foi calculado e apresentado por vários pesquisadores e pesquisadoras ao longo das últimas três décadas. Embora seja muito utilizada na academia, a realização de pesquisa para determinação do valor do CENS não é praticada no setor elétrico e, como solução inicial para essa situação, podem-se adotar valores já calculados anteriormente. A validação dos valores, ou faixa de valores, é feita através de meta-análise de diversos trabalhos internacionais. Não se identificou na literatura nacional e internacional outra proposta para a realização de validação dos valores, sendo essa uma inovação nesta tese.

Por fim, é importante afirmar que o valor do custo social da energia não suprida é, sobretudo, um valor político e social, definido pela sociedade, podendo ser construído por ela, de acordo com suas necessidades e prioridades (DOLFSMA, 1997). Esta tese oferece valores aceitáveis economicamente, dentro de uma faixa relativamente ampla e balizados em pesquisas nacionais e internacionais.

4 Melhoria da qualidade do serviço e seu custo marginal

4.1 Introdução

Esta seção apresenta contribuição fundamental para o cálculo do custo marginal da melhoria da qualidade do serviço no Brasil, apontando metodologia, valores e os possíveis limites do aprimoramento marginal. Assim, em conjunto com os resultados apresentados nas duas seções precedentes, a sociedade passa a ter mais instrumentos para escolha do nível adequado de qualidade, podendo incluir o nível ótimo de qualidade. Para que isso seja possível, são abordados os seguintes temas:

- Introdução ao contexto da qualidade do serviço no Brasil e sua necessidade de melhoria;
- Apresentação de metodologia e resultado para cálculo do custo marginal da qualidade em uma rede real de duas subestações; e
- Apresentação de modelo inovador para considerar funcionalidades de redes inteligentes com cálculo de confiabilidade em redes reais de distribuição, e de resultados em DEC, além de observações dos limites técnicos da rede.

As proposições de cálculo do custo marginal da melhoria da qualidade são feitas seguindo a premissa metodológica e uso de dados disponíveis e métodos de cálculos aceitos na literatura e no mercado, permitindo ampla utilização pela sociedade, especialmente ANEEL, MME, distribuidora de energia, agentes do setor e da academia.

Os resultados apresentados indicam um limite do uso de funcionalidades de redes inteligentes para melhoria da qualidade, esbarrando em condições técnicas da rede, que podem ser aprimoradas com investimentos, podendo aumentar a tarifa, porém poderiam tornar a qualidade do serviço mais equânime entre consumidores similares.

Embora muitas contribuições tenham sido feitas ao longo das décadas, como é apresentado na seção de contexto, nenhuma publicação foi encontrada com a profundidade da que é apresentada neste trabalho, seja em relação à consistência do uso de dados públicos coerentes com a realidade, seja pela visão dos resultados voltados para a qualidade do serviço. O que antes eram conceitos e suposições passam a ser hipóteses verificáveis e que podem ser replicadas.

4.2 Contexto

A qualidade do serviço no Brasil, sobretudo medida quando se consideram os valores para os indicadores DEC e FEC, é um caso atípico no mundo. Os valores dos indicadores brasileiros, comparados a países economicamente similares, são significativamente maiores e ultrapassam a diferença de dez vezes, podendo atingir valores cem vezes maiores (KAGAN e ET AL., 2015; PEREZ e PAOLA, 2016). Não se trata somente de uma questão de uso extensivo de redes aéreas utilizadas e com alto nível de confiabilidade, conforme visto em países como Japão e Coreia. O *rank* do fórum econômico mundial de 2019 (SCHWAB, 2019), que na média classifica o Brasil na posição 71 entre 141 países, aloca o país na posição 102 para o quesito qualidade do fornecimento de energia.

Segundo o modelo apresentado por Fumagalli (FUMAGALLI e colab., 2007), o Brasil cumpre com todos os aspectos necessários de uma moderna regulação da qualidade do serviço com: i. a definição de indicadores e respectivos acompanhamentos e publicações dos resultados; ii. a proteção dos consumidores com pior nível de qualidade, a partir de limites de DIC e FIC; e, iii. políticas de incentivos e penalidades para a redução da duração média das interrupções. No entanto, como apresentado no capítulo de conceituação da qualidade de energia, os valores de qualidade de energia no Brasil estagnaram entre 2009 e 2016, não atingindo as metas propostas de qualidade do serviço, afetada após a mudança nos contratos de concessão, que possibilita a retomada da concessão pelo Estado caso as metas de qualidade não sejam cumpridas.

Essa situação é particularmente complexa, porque, atualmente, o único limitador oficial para o não reconhecimento regulatório dos investimentos em qualidade é o IAS, como descrito no capítulo introdutório. Assim, as distribuidoras poderiam investir em melhoria da qualidade e obter um retorno econômico dos ativos, tal como obtido para a expansão ou substituição de rede depreciada.

Três aspectos podem ser destacados a respeito da falta de melhoria da qualidade do serviço, relacionadas com: i. gastos em operação; ii. gastos em investimentos e; iii. métodos regulatórios para estabelecimento dos limites.

Em relação aos gastos operacionais (OPEX) , as pesquisadores Ana Luísa, Anelise e Michelle Andrea (CORTON e colab., 2016) analisaram a relação entre qualidade do serviço e OPEX, a partir do ferramental de modelagem econômica conhecido como Método Generalizado de Momento (GMM), incluindo na análise o valor referente às perdas não técnicas

e às penalidades. A base de dados utilizada foi extensa, com 60 distribuidoras e dados de 2003 a 2013. Do ponto de vista de custos marginais observados, as autoras apontam que a melhoria da qualidade em 1% acresce os custos operacionais em 0,07%. No entanto, apontam que as perdas não técnicas têm impacto 46% maior do que a qualidade. Assim, as distribuidoras têm um incentivo maior a reduzirem as perdas não técnicas do que melhorarem a qualidade, mesmo custando tão pouco. Finalmente, os valores de penalidades pagos aos consumidores mostraram um impacto muito pequeno nos custos operacionais, apenas 0,003% de 1% de variação dos valores de penalidades. Embora sejam utilizados valores de penalidades pagos aos consumidores, assume-se erroneamente que esse valor seria o mecanismo de incentivo e penalidades para a melhoria da qualidade. Porém, o mecanismo de penalidades, como implementado no Brasil, visa a ressarcir os consumidores que não são atendidos com qualidade adequada.

Em relação à metodologia de melhoria da qualidade, há uma confluência nas décadas de 1990 e 2000 para a utilização de métodos comparativos como melhor forma de incentivar a redução de custos operacionais concomitante à melhoria de qualidade, como observado por Sappington e Fumagalli (FUMAGALLI e colab., 2007; SAPPINGTON, 2005). O Brasil seguiu esse preceito internacional, adotando a partir do segundo ciclo tarifário formas de incentivar a melhoria da qualidade por meio de métodos comparativos.

Conceitualmente, muito avanço foi feito com a aplicação de análise por envoltória de dados (DEA), sobretudo com base na obra de Tanure (TANURE e TAHAN, 2004), que buscou evitar sobreinvestimentos em qualidade, incentivando o comportamento eficiente das empresas. Dois fundamentos da qualidade do serviço no Brasil são desenvolvidos a partir desse método: a ideia de conjunto elétrico e a ideia de comparação entre empresas diferentes para otimização dos gastos em qualidade, ideias que perduram até hoje no país, como apresentado no capítulo introdutório e obras anteriores (CYRILLO, Ivo Ordonha, 2011). No entanto, tal modelo nunca se propôs a buscar a otimização social da qualidade da energia, pois não era seu objetivo, que sempre foi ligado à melhoria da eficiência dos recursos empregados.

Em 2016, após calcular o valor do custo da energia não suprida de diversos setores econômicos, a Mercados Energéticos e Sinapsis Inovação em Energia calcularam o custo marginal econométrico para a melhoria da qualidade do serviço. A ideia fundamental do estudo foi calcular a fronteira de eficiência para as distribuidoras, considerando a energia não suprida, os valores de CAPEX, OPEX e perdas e características técnicas: comprimento de redes, energia, comprimento rede rural e número de consumidores, assim como os valores de obrigações especiais e os resultados em DEC e FEC. O resultado obtido é a fronteira de eficiência por meio

de pontuação ou *score*. Também foi calculado o custo marginal para melhoria de qualidade a partir das 15 melhores empresas no *rank* de eficiência, sendo o menor custo marginal relativo ao uso em CAPEX e o maior ao custo em OPEX. Para o Brasil, o valor médio obtido para custos marginais de melhoria da qualidade estão entre 45,8R$/kWh e 186,4R$/kWh, considerando variação de 5% da ENS. Segundo essa metodologia e, caso as empresas não eficientes tivessem que arcar com penalidades por não entregarem o valor ótimo de qualidade, o custo dessas penalidades seria de cerca de 4 bilhões de Reais por ano, considerando o custo da ENS levantada no mesmo estudo.

Dois valores são ressaltados na pesquisa realizada pela Mercados Energéticos e pela Sinapsis e podem requerer melhor entendimento do assunto de qualidade do serviço no Brasil: os valores marginais de melhoria da qualidade e os valores de penalidades a serem pagos pelas distribuidoras. Em relação à má aplicação dos recursos, considerando a qualidade, tanto o professor Hector Arango (ARANGO e colab., 2008) quanto Cyrillo (CYRILLO, Ivo Ordonha, 2011) já apontaram essa situação, sem, no entanto, quantificar o valor nacional envolvido. O resultado de 4 bilhões aponta o tamanho do prejuízo social atual, corroborado pelas metodologias anteriores.

Para valorar o custo marginal da melhoria da qualidade, tanto o estudo de 2016, feito pela Sinapsis e Mercados, quanto o estudo realizado por (CORTON e colab., 2016), utilizaram dados históricos, com o pressuposto de que as distribuidoras investem em qualidade do serviço para reduzir a ENS e o DEC. No entanto, caso as empresas de distribuição investissem pouco em qualidade do serviço, a avaliação do custo marginal do investimento em qualidade seria pouco elucidativa, pois consideraria todo o investimento da distribuidora e não somente o investimento marginal feito em melhoria da qualidade. Entre os investimentos usualmente feitos pelas distribuidoras estão, por exemplo, a substituição de ativos depreciados, a ampliação para atendimento de carga, investimentos em reduções de perdas elétricas e, talvez, para redução de DEC, como apontado por Arango e por Cyrillo. Portanto, a utilização de um modelo econômico com valores históricos para definir uma fronteira de eficiência pode apontar valores marginais não eficientes, pois a qualidade pode ser um subproduto dos investimentos em rede e não seu objetivo em si.

Em resumo, no caso brasileiro: i. as políticas de penalidades utilizadas no país até 2016 influenciaram muito pouco a mudança de custo operacional, não servindo de mecanismo de melhoria de qualidade; ii. o prejuízo com os níveis de qualidade de 2016 eram da ordem de 15 bilhões de Reais. Ressalte-se que a sociedade transfere anualmente 4 bilhões de Reais para as distribuidoras, considerando os custos de qualidade e a eficiência das empresas; iii. os valores

calculados, econometricamente, de custo marginal da melhoria da qualidade tendem a não separar investimentos em qualidade de investimentos ou gastos em reposição de ativos ou outras atividades.

Os métodos de simulação são de alta valia nesse caso. Pode-se segmentar a avaliação de custos para somente a melhoria da qualidade, como comprovado por (CYRILLO, Ivo Ordonha, 2011) utilizando dados agregados de redes elétricas (GOUVÊA, 1993). Uma das críticas ao modelo de 2011 é de que ele não é capaz de indicar geograficamente obras, sendo principalmente uma análise econômica. No entanto, até aquele ano, os dados de redes elétricas das distribuidoras não eram publicamente disponíveis na ANEEL, nem os métodos de simulação correntemente utilizados, impossibilitando qualquer análise que não fosse por meio de dados agregados.

Dentre as mudanças no setor elétrico brasileiro, na última década, pode-se citar a disponibilidade de dados para simulação de redes elétricas, bem como ferramental robusto para o cálculo de confiabilidade nessas redes (KAGAN e colab., 2010; SINAPGRID, 2021).

Neste capítulo, o investimento em qualidade do serviço é visto de duas maneiras: a primeira calculando o custo marginal de melhoria da qualidade para uma rede real composta de duas subestações, com a introdução de mais chaves religadoras; e, a segunda, via utilização de funcionalidades de redes inteligentes, telecomando e telemedição, atuando em chaves na rede.

4.3 Simulação e observação da realidade por meio de estudos de caso

Para se entenderem as inovações propostas no modelo, é preciso compreender os avanços anteriores. De fato, já se demonstrou que a qualidade pode ser melhorada de acordo com os anseios sociais, como apresentado por (CYRILLO, Ivo Ordonha, 2011), utilizando método agregado de planejamento e pesquisa de valoração contingente. Uma crítica a esse modelo é de que o planejamento agregado não permite verificar realmente quais seriam as obras necessárias, ou que os valores obtidos pelo programa são infactíveis na realidade. De fato, o modelo utilizado (GOUVÊA, 1993) visa a obter o investimento otimizado, com base em valores agregados e representando alimentadores e redes por meio de agrupamentos, sendo extremamente vantajoso nas situações em que a rede real não é disponível.

Uma forma mais precisa, porém, com maior demanda de dados, é a simulação de redes elétricas e de sistemas de confiabilidade. O cálculo de confiabilidade em redes elétricas é feito de longa data. Já na década de 1990, o *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) (GRIGG e colab., 1999) publicava a terceira versão da rede modelo para esse cálculo, visando

a parametrizar resultados e comparações, com o foco principalmente em redes de transmissão, sendo comum o uso de métodos analíticos para o cálculo da confiabilidade na distribuição, normalmente com redes modelos (ALLAN e DA SILVA, 1995). O cálculo de confiabilidade para redes de distribuição reais tem maior demanda de processamento de dados (SHAVUKA e colab., 2010), sendo cada vez mais acessível, seja pelo poder de processamento dos atuais computadores pessoais, seja pela maior disponibilidade de dados. Acrescenta-se que a redução no tempo de processamento (FORGHANI-ELAHABAD e KAGAN, 2019) ou a adição de parâmetros a serem observados, como variações de tensão ou interrupções de curta duração e seus impactos na indústria (CEBRIAN e colab., 2018) já são realidades. Portanto, os métodos de cálculo de confiabilidade em redes de distribuição além de serem estudados de longa data, têm base sedimentada no setor elétrico.

O cálculo de confiabilidade em redes de distribuição é disponível em ferramentas computacionais utilizadas no mercado setorial brasileiro. Nesta tese, foi utilizado o SINAPGRID (SINAPGRID, 2021) para o cálculo de confiabilidade. Uma das grandes vantagens da utilização do SINAPGRID é que ele permite importar as redes das distribuidoras, sejam elas obtidas diretamente dos sistemas georreferenciado da maioria das distribuidoras brasileiras, seja através da importação das bases de dados oficiais do setor elétrico, a BDGD[18], realizando correções importantes para garantir a execução do fluxo de potência.

Assim, primeiro apresenta-se a simulação de uma rede composta de duas subestações, típicas de redes urbanas, em que a alocação de chaves religadoras permite reduzir o impacto de interrupções a unidades consumidores, a partir da transferência de carga entre alimentadores ou devido à eliminação de defeitos temporários. A contribuição fundamental do modelo é apresentar uma curva de custo marginal da melhoria da qualidade com base em uma rede real, considerando o máximo de informações reais possíveis. A metodologia, apresentada em congresso (CYRILLO, Ivo Ordonha e colab., 2017), ressalta alguns aspectos importantes, como a coerência com a realidade da qualidade no Brasil. Algumas críticas foram tecidas ao modelo, sobretudo por alocar chaves de maneira a otimizar a energia não suprida, não considerando eventuais dificuldades de aplicação das chaves em campo, ou coordenação e seletividade de acordo com as regras da empresa. Embora as críticas sejam coerentes do ponto de vista de limitação do modelo, elas não o invalidam. As chaves podem ser alocadas em campo em locais

[18] BDGD: Base de Dados Geográfica da Distribuidora

próximos ao indicado e a coordenação a seletividade da proteção podem ser feitas de maneira a atender os padrões da distribuidora.

A escolha pela utilização de chaves religadoras é feita para se simular uma obra exclusiva da qualidade do serviço, sem alterar outros fatores como perdas elétricas ou atendimento da demanda.

A segunda proposta de avaliação da qualidade visa a dar base à utilização da metodologia com dados públicos, utilizando tecnologia de redes inteligentes para melhoria da qualidade do serviço. A partir do uso de informações de dados oficiais da regulação, é proposto um modelo de execução para simulação de confiabilidade e fluxo de potência em redes de uma distribuidora. Avalia-se a melhoria de qualidade com a implementação de telecomando e telemedição em chaves. Não são propostas alterações na rede, além da realização de telecomando e telemedição e a avaliação dos resultados, feita para a existência dessas duas capacidades de redes inteligentes. O modelo é apresentado em detalhes para uma rede escolhida. Os resultados apontam objetivamente para a possibilidade do uso de dados atuais na simulação de qualidade, para a possibilidade do aumento de qualidade sem alterar a rede ou os tempos de reparo da rede e, adicionalmente, mostram características intrínsecas de redes brasileiras que tendem a dificultar a ampla melhoria de qualidade em algumas situações.

Os resultados são debatidos ao final deste capítulo, conjuntamente com a apresentação de observações feitas com dados oficiais de redes elétricas, que apontam para o uso atual de religadores, corroborando a hipótese de que há falta de investimentos nas redes elétricas, sobretudo para a melhoria da qualidade. Adicionalmente, observa-se que a falta de utilização de variáveis de redes inteligentes nos métodos comparativos da ANEEL não incentiva a melhoria da qualidade.

4.4 Custo marginal de melhoria da qualidade obtido via simulação de redes elétricas

O objetivo deste subcapítulo é demonstrar a possibilidade de se calcular o custo marginal da melhoria em confiabilidade via ferramentas de simulação de fluxo de potência e confiabilidade. Além disso, é observado, a partir do resultado, como diferentes políticas de melhoria da qualidade podem resultar em valores não otimizados para a sociedade.

Simulou-se a alocação ótima de religadores em uma rede elétrica composta por duas subestações. Os dados utilizados são comuns nas distribuidoras: rede elétrica extraída a partir do *software* de georreferenciamento; dados de interrupção obtidos na base de dados de

ocorrências e valores resultantes de DEC e FEC obtidos no site da ANEEL; valores de custos calculados em conjunto com a distribuidora segundo os valores de mercado e as regras regulatórias para retorno de investimentos em ativos da rede.

A metodologia de cálculo de confiabilidade utilizada, "confiabilidade a priori" (KAGAN e colab., 2010), visa ao estabelecimento dos valores anuais estimados da energia não distribuída, END, e dos indicadores de desempenho: DEC, FEC, DIC e FIC globais e referidos às interrupções programadas e não programadas em alimentadores primários de distribuição.

O modelo de alocação ótima de religadores é oriundo de trabalhos de pesquisa e de desenvolvimento, no âmbito ANEEL, desenvolvida pelo ENERQ, intitulado "Sistema de alocação de equipamentos de seccionamento automáticos em redes autoreconfiguráveis, *self-healing*, com foco na minimização de indicadores de continuidade" (2012). Esse modelo é disponível na ferramenta SINAPGRID.

Os resultados são oriundos de duas formas de simulação:

- Otimização: as chaves religadoras são realocadas de forma a reduzir indicadores de qualidade (DEC e FEC) e a energia não distribuída; e
- Custo marginal de melhoria da confiabilidade: considera-se como ponto de partida a rede sem religadores, sendo simulados casos com adição de religadores, buscando o custo marginal otimizado da confiabilidade.

4.4.1 Dados utilizados

Foram escolhidas para aplicação duas subestações da distribuidora (SED) nomeadas nesta tese de SE1 e SE2, de características urbanas.

- A SE1: composta por 9 alimentadores de média tensão (MT), sendo 1 alimentador de socorro/atendimento de emergências;
- A SE2: composta por 16 alimentadores de MT, sendo 2 alimentadores de socorro;
- As redes possuem 45 religadores instalados;
- Existem 17 chaves religadoras[19] instaladas nos alimentadores atendidos pela SE1, sendo 4 religadoras do tipo normalmente aberta (NA);

[19] Chaves religadoras ou religadores são sinônimos neste texto

- Existem 28 chaves religadoras instaladas nos alimentadores atendidos pela SE2, sendo 8 religadoras do tipo NA.

Foram consideradas ocorrências referentes ao ano de 2014, que servem para calcular tempos médios de atendimento e taxas de defeito por bloco da rede de MT. A consideração das ocorrências de interrupções permite diferenciar, em termos proporcionais, as taxas de defeito de um bloco de rede para outro. Alteram-se os valores de taxa de defeito e de tempo de atendimento de maneira a adequar o valor resultante de DEC e FEC da simulação para o mesmo valor de DEC e FEC regulatório do período. No caso das simulações, foram considerados os valores verificados do ano de 2014 para DEC e FEC, ilustrados na

Tabela 13.

Tabela 13 DEC e FEC verificados para o ano de 2014

SE	Número de Consumidores (aprox.)	DEC Anual Verificado [h]	DEC Limite [h]	FEC Anual Verificado [cons.]	FEC Anual Limite [cons.]
SE1	26.000	13,00	10,00	10,00	8,00
SE2	61.000	9,00	12,00	8,00	10,00

A Tabela 14 ilustra os valores dos indicadores correspondentes à DEC e FEC verificados, considerando as duas subestações como uma rede.

Tabela 14 Valores de DEC e FEC verificados para o ano de 2014 e energia não suprida (ENS).

DEC [horas]	FEC [Consumidores]	ENS [MWh]
11,42	9,31	783,17

4.4.2 Otimização da qualidade do serviço

A alocação ótima de religadores é a situação na qual, por meio da localização de uma determinada quantidade de chaves religadoras, se obtém o menor valor possível de energia não suprida.

O nível ótimo de qualidade é obtido com adição de chaves religadoras a partir de uma rede sem nenhuma chave religadora. Para que seja possível, a partir da rede elétrica corrigida e parametrizada para se obter os valores de DEC e FEC, tal como ocorrido no ano base, substituem-se as chaves religadoras por chaves normais. Assim, se observa a qualidade na rede elétrica caso não houvesse nenhuma automação, somente chaves normais.

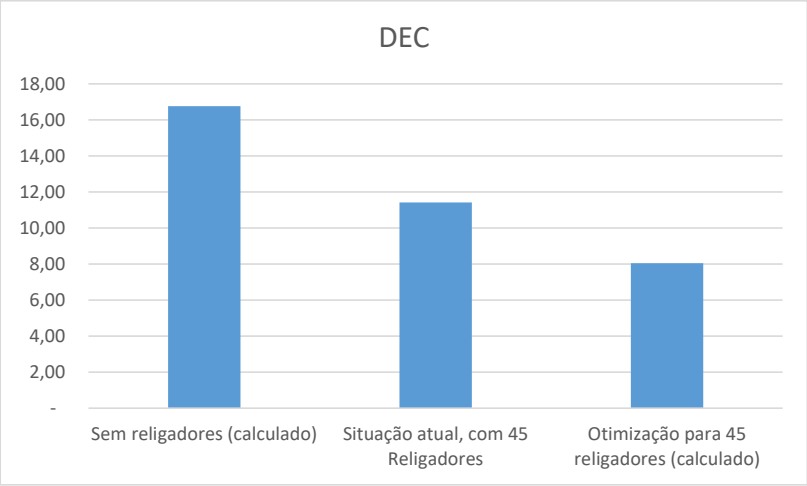
Com base no resultado verificado, os parâmetros de simulação foram compatibilizados de maneira que os resultados das simulações coincidissem com os valores medidos em campo, com base nas informações de cada ocorrência. Os dados dos indicadores foram calculados a partir da simulação com valores e horas de consumidores interrompidos. No entanto, os resultados são apresentados em DEC, FEC e ENS para facilitar a interpretação dos dados.

A primeira série de simulações foi feita para alocação ótima dos religadores, com base nas informações georreferenciadas de todas as ocorrências emergenciais válidas das redes. A rede foi simulada sem religadores e com a realocação otimizada dos mesmos 45 religadores. Esse é o caso de otimização da rede com base nos ativos disponíveis, conforme apresentado na Tabela 15. A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** apresenta os resultados do DEC.

Tabela 15 Indicadores de continuidade para a rede sem nenhuma automação; com 45 religadores alocados de maneira a diminuir os indicadores

Condição da rede	**DEC [horas]**	**FEC [Consumidores]**	**END [MWh]**
Sem religadores	16,77	13,44	1116,13
Com 45 religadores, sem otimização de alocação	11,42	9,31	783,17
Com 45 religadores e otimização de alocação	8,04	6,72	560,25

Figura 25 Gráfico da evolução do DEC com uso de religadores e com a otimização do posicionamento dos religadores. Fonte: elaboração própria.



No caso simulado, para o mesmo conjunto de ocorrências históricas, é possível otimizar o posicionamento dos religadores na rede, tanto religadores normalmente fechados, quanto aqueles normalmente abertos.

É importante ressaltar que a distribuidora, quando instalou inicialmente os religadores, usou as metodologias disponíveis para melhor alocá-los, o que resultou em melhora significativa dos indicadores de qualidade, como, por exemplo, na redução do DEC de 16,8 horas para 11,4 horas.

Algumas críticas foram levantadas sobre o uso indiscriminado da metodologia para alocação de religadores. A principal, a falta de informação sobre a condição real da rede elétrica e sua possibilidade de suportar fisicamente a presença de religadores. Demais condições de contorno podem ser consideradas, como políticas de proteção e sensibilidade. No entanto, conforme condições específicas são adicionadas, os valores de qualidade (DEC, FEC, ENS) tendem a aumentar em relação ao caso de ótimo.

4.4.3 Custo marginal da melhoria da qualidade

O uso de religadores na rede tem um aspecto fundamental para o cálculo do custo marginal da melhoria da qualidade: as chaves religadoras são destinadas prioritariamente para a melhoria da qualidade, tendo pouca ou nenhuma função em relação às perdas elétricas ou a expansão da capacidade da rede. Assim, a cada religador adicional, alocado na rede elétrica, os valores esperados de indicadores de qualidade melhoram. Cada religador alocado de maneira ótima, resulta em um ganho igual ou menor para um próximo religador alocado, afinal a otimização procura justamente atender o melhor ganho.

A proposta desenvolvida nesta seção, de calcular o custo marginal da confiabilidade, é, portanto, para ser de realização em uma rede sem religadores existentes. Assim, procura-se alocar a quantidade desejada, e para cada nova quantidade de religadores, parte-se da rede sem religadores. O motivo dessa forma de contabilização da melhoria é de que, como observado na simulação de otimização, alocar 45 religadores de maneira ótima é diferente de alocar 45 religadores ao longo do tempo, determinando a posição ótima para cada religador.

No modelo de custos adotado, o valor da chave alocada na rede é composto de duas características principais:

- O valor do componente, i.e., a chave religadora em si, chamado de valor principal; e

- Custo da instalação, composto de custos de componentes menores associados ao ativo (COM) e aos custos adicionais relacionados principalmente a mão de obra de todas as etapas de alocação do religador (CA).

Com base no valor anualizado do custo de instalação do religador, considerando o valor principal do equipamento, custos de componentes menores e custos adicionais, é possível calcular o custo marginal da melhoria da qualidade. Nas análises do estudo de caso, o custo total do religador foi anualizado com uma taxa de 10%[20]. Os valores utilizados de custos em Reais, considerando o ano de 2014, são apresentados na Tabela 16.

Tabela 16 Valores do Religador (Valor principal + COM + CA) e custo anualizado (10%)

Instalação do Religador	**Custo [R$]**
Custo da Instalação (COM+CA)	R$ 30.000,00
Custo do Religador (valor principal)	R$ 30.000,00
Total	R$ 60.000,00
Custo Anualizado	R$ 6.000,00

A simulação foi feita de maneira similar à apresentada na seção anterior. Assim, ao invés de se calcular somente a otimização com 45 religadores, são calculados nove cenários diferentes. A análise da relação entre religadores e qualidade foi feita da seguinte maneira:

i. Com base nos valores reais de continuidade da rede, por bloco, são calculadas e ajustadas as taxas de confiabilidade da rede;
ii. A partir da rede sem religadores, alocam-se religadores de maneira ótima: o parâmetro de simulação é o número de religadores;
iii. As alocações ótimas são calculadas por algoritmos de otimização tanto para religadores NA quanto NF (normalmente fechado);
iv. Dada a posição ótima de determinado número de religadores, são calculados os valores de DEC, FEC e Energia não Suprida; e

[20] Dada a depreciação esperada do religador de 4,3% e WACC por volta de 13%, o valor anualizado é aproximadamente 10%, o que corrobora o cenário regulatório e os resultados esperados para a empresa.

v. O custo marginal é calculado com base no valor anualizado adicional para a instalação de religadores.

Os resultados das etapas i até iv são apresentados na Tabela 17. A valoração do custo marginal é apresentada, já considerando os valores anualizados, na Tabela 18.

Tabela 17 Relação entre quantidade de religadores na rede e indicadores de qualidade

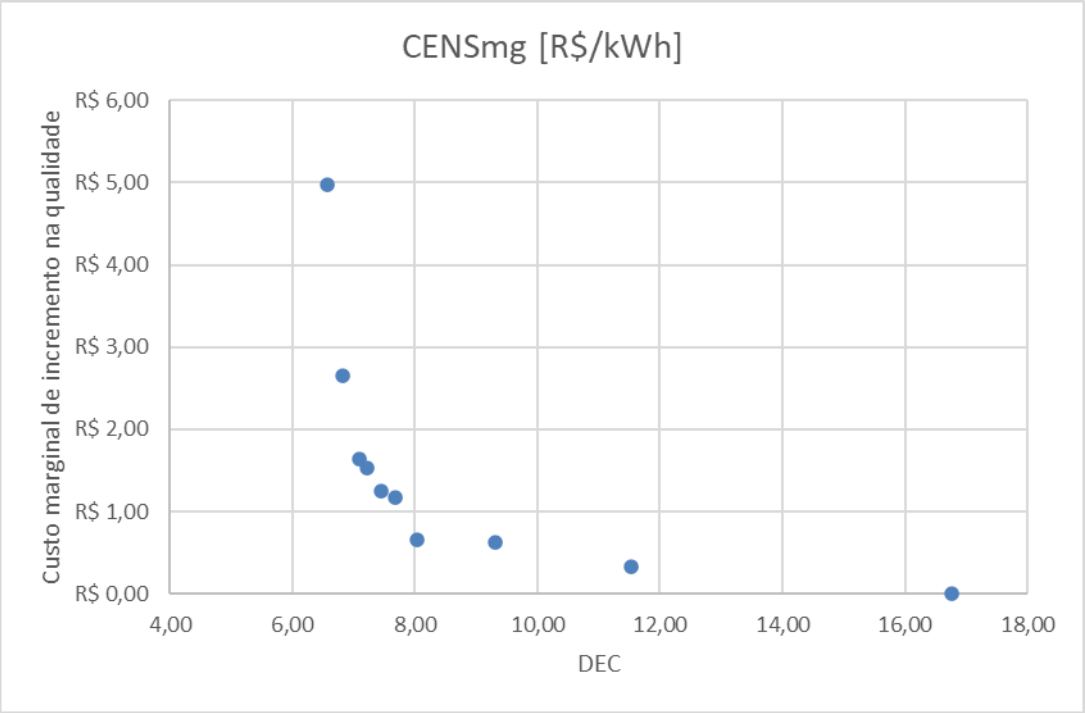
Número de religadores instalados	DEC [horas]	FEC	END [MWh]
Sem religadores	16,77	13,44	1116,13
15	11,52	9,86	840,97
30	9,30	7,85	696,63
45	8,04	6,72	560,25
50	7,69	6,46	534,66
55	7,44	6,25	510,75
60	7,22	6,09	491,10
65	7,09	5,98	472,78
75	6,82	5,77	450,13
90	6,58	5,62	432,06

Tabela 18 Custo marginal da confiabilidade considerando somente a instalação de religadores

Número de religadores instalados	Incremento de qualidade [kWh]	Incremento de custo anual	CENSmg [R$/kWh]	Custo médio [R$/kWh]
0	-	-	R$ -	R$ -
15	275.156	R$ 90.000,00	R$ 0,33	R$ 0,33
30	144.345	R$ 90.000,00	R$ 0,62	R$ 0,43
45	136.376	R$ 90.000,00	R$ 0,66	R$ 0,49
50	25.596	R$ 30.000,00	R$ 1,17	R$ 0,52
55	23.909	R$ 30.000,00	R$ 1,25	R$ 0,55
60	19.646	R$ 30.000,00	R$ 1,53	R$ 0,58
65	18.327	R$ 30.000,00	R$ 1,64	R$ 0,61
75	22.645	R$ 60.000,00	R$ 2,65	R$ 0,68
90	18.068	R$ 90.000,00	R$ 4,98	R$ 0,79

Por fim, com base nos resultados, os dados relativos ao ENS e ao custo marginal de melhoria são plotados na Figura 26. Nessa figura, cada ponto representa uma quantidade de religadores alocados na rede. Porém, esse número é implícito em relação ao nível de qualidade (DEC) obtido. Fica evidente que com o custo marginal de até 5,00 R$/kWh, é possível elevar os padrões da rede para DEC próximo a 6h/ano. Também evidencia-se a saturação da obra religador, pois a partir de 75 religadores, a adição de novos religadores pouco influencia na redução de ENS, em comparação à quantidade investida.

Figura 26 Custo marginal da qualidade dado em função do DEC, de acordo com os religadores alocados no estudo de caso.



Fonte: elaboração própria

4.4.4 Discussões e implicações dos resultados obtidos

Este estudo utilizou dados de uma distribuidora para simular a realidade observada, em relação aos resultados de DEC e FEC de duas subestações em 2014 e, a partir dessa base, calcular a situação que a rede teria, caso fosse otimizada. A possibilidade de cálculo dos indicadores de qualidade e da energia não suprida para cada simulação permite também estimar o custo marginal da melhoria da qualidade. Sumarizando os resultados dos estudos, sobretudo o estudo de custo marginal da qualidade, pode-se afirmar:

i. É possível simular uma rede e obter dados de qualidade do serviço de acordo com a realidade observada em campo;
ii. Com uma obra exclusiva de aumento da confiabilidade (instalação de religadores, alocados de maneira otimizada), é possível obter o custo marginal da melhoria da qualidade;
iii. O valor marginal obtido, nesse caso, não maior é maior do que 5,00 R$/kWh em uma rede típica de distribuidora urbana; e
iv. A melhoria do DEC, de cerca de 16h, sem religador, para 8h anuais, não ultrapassa o custo marginal de 1,00 R$/kWh.

Uma consequência direta dos resultados é apontar a diferença entre os valores de custos marginais obtidos em pesquisas econômicas e no modelo de simulação. Enquanto os valores da pesquisa econômica apontam para valores maiores do que 20,00 R$/kWh, os valores de simulação são inferiores a 1,00 R$/kWh. Ambas as metodologias estão certas, do ponto de vista conceitual, portanto, é preciso pesquisar as possíveis causas dessa discrepância, o que será feito no próximo capítulo.

Outro resultado interessante do ponto de vista regulatório é de que a melhoria marginal da qualidade não é ótima caso não se saiba exatamente valor final desejado de qualidade, o que está em linha com os trabalhos primordiais de Munasinghe (MUNASINGHE e GELLERSON, 1979), que demonstram que cada padrão de rede tem sua qualidade esperada. A novidade, que não havia na época de Munasingue, é a capacidade de se simular, de maneira consistente e precisa, a confiabilidade de redes elétricas com obras destinadas exclusivamente à qualidade.

Por outro lado, fica evidente que a melhoria a partir de alocação de chaves esbara em um limite hipotético. Por exemplo, no caso estudado não foi possível obter um DEC inferior a 6 h/ano, ou 360 minutos/ano. Assim, de alguma maneira, as condições da rede estabelecem um limite para que a qualidade seja melhorada e, esse limite teórico está distante dos valores internacionais (CEER, 2018), mesmo considerando situações onde a rede é aérea (KORNATKA, 2017), entre 125 e 170 minutos anuais, como na Polônia.

Importante ressaltar que tanto Cyrillo quanto Arango divulgaram as condições das redes elétricas como um problema para a melhoria da qualidade, sendo necessários investimentos para atender à expansão e reduzir as perdas elétricas (ARANGO e colab., 2008; CYRILLO, Ivo Ordonha, 2011).

Portanto, os resultados apresentados neste capítulo colocam em questão, de maneira objetiva, as considerações do regulador para a melhoria de qualidade, apresentando um custo objetivo de qualidade inferior aos estudos econômicos (CORTON e colab., 2016).

4.5 Calculando o ganho de qualidade devido às funcionalidades de redes inteligentes

Na regulação da distribuição de energia elétrica brasileira, a ANEEL define padrões de qualidade com uso de modelos de agrupamento. As variáveis utilizadas para realização desses agrupamentos são significativas para a definição de um nível mínimo de qualidade, porém nenhum parâmetro de automação ou de telecomunicação é considerado (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2021).

Para as empresas de distribuição, utilizando-se da regra da ANEEL, investir em automação da rede ou em comunicação pode ser uma vantagem significativa, uma vez que tanto os padrões de qualidade quanto os retornos envolvidos são balizados em comparações com redes similares, resultando em possíveis ganhos por meio do fator X (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2020).

Este trabalho apresenta um estudo de caso, calculando a melhoria de indicadores de confiabilidade, em uma rede de distribuição aérea, com a utilização de telecomunicações voltadas para telecomando e telemedição de chaves.

As melhores informações disponíveis foram utilizadas para representar a rede, a carga e as taxas de falha. A escolha da rede foi feita de maneira a representar áreas urbanas e rurais, em perímetro habitado, e com diversos pontos de conexão com redes de outras subestações, possibilitando socorro.

A escolha das informações, de bases públicas, possibilita o uso irrestrito da metodologia para outras redes e por outros agentes do setor.

Considera-se somente a implantação de telecomando e telemedição em chaves já alocadas fisicamente pela distribuidora. É uma premissa adotada que a empresa dispõe das melhores informações para realizar o posicionamento de chaves, considerando características físicas e elétricas da rede e seu entorno.

O resultado deste trabalho apresenta uma forma objetiva para a mensuração da penetração de telecomunicações aplicada à melhoria da qualidade do serviço. De forma complementar, este trabalho abre espaço para maiores discussões sobre os dados considerados na metodologia de comparação para definição dos níveis de qualidade do serviço no Brasil.

4.5.1 Premissas para cálculo de confiabilidade e fluxo de potência

Também foi utilizado nesta seção o modelo de cálculo de confiabilidade chamado “cálculo de continuidade a priori” (KAGAN e colab., 2010). Como colocado anteriormente, esse modelo é determinístico, ou seja, a partir de uma taxa de falha por quilômetro de rede de média tensão, obtém-se sempre o mesmo valor de faltas anuais. O modelo também considera a operação de chaves, seja de maneira manual, automática ou telecomandada, para recomposição da rede, que pode ser feita de maneira total ou parcial, de acordo com a carga do sistema e com as disponibilidades de transferência de cargas entre redes.

O fluxo de potência no sistema é calculado em 24 patamares horários, a partir de uma carga representativa da rede e dos consumidores. O cálculo é realizado por meio do *software*

SINAPGRID (SINAPGRID, 2021), o qual realiza o fluxo de potência, o cálculo de confiabilidade e o cálculo dos indicadores regulados de qualidade do serviço.

O estudo foca em calcular indicadores para uma rede real, com base em taxas médias observadas na rede, variando a quantidade de chaves telecomandadas e considerando a carga esperada da rede com base no consumo medido. Alguns pressupostos são fundamentais para isso:

- É considerado que a proteção está coordenada e atende a seletividade;
- As chaves religadoras, seccionalizadoras e SF6 (chaves preenchidas com SF_6) foram adotadas como possíveis de serem telecomandadas;
- Telecomando permite conhecer o estado das chaves, seja normalmente aberto (NA) ou normalmente fechado (NF);
- Telecomando permite atuar nas chaves remotamente para alterar seu estado, seja ele (NA) ou (NF);
- Telemedição permite conhecer a tensão e corrente em qualquer uma das fases para cada uma das chaves telecomandadas;
- Somente as chaves religadoras e SF6 podem atuar em carga para seccionar o circuito. As chaves seccionalizadoras atuam sem carga;
- As chaves fusíveis também atuam para seccionar o circuito, porém, neste estudo, não estão aptas ao telecomando;
- São consideradas somente as faltas de longa duração e que compõem o indicador de confiabilidade; e
- A automação tem taxa de 100% de funcionamento em relação à telecomunicação, dessa forma todo telecomando e toda telemedição são disponíveis e funcionais.

Em relação à sobrecarga dos circuitos de socorro, adotou-se ser possível utilizar 120% da capacidade nominal da rede. A capacidade de corrente nos cabos é disponibilizada nos arranjos de cabos obtidos da distribuidora, para cada arranjo de rede estudado.

A taxa de falha utilizada é tal que o DEC e FEC da subestação sejam iguais ao valor médio do DEC e FEC regulatório no período de três anos anteriores ao estudo. Isso é possível pois, a partir de uma taxa de falha padrão, o SINAPGRID ajusta a taxa de falha para resultar no FEC desejado. O DEC é calculado a partir do tempo total de correção da falha e foi corrigido para ser alterado somente o tempo de deslocamento, sendo o tempo de preparo e reparo constante.

Não foi considerada taxa de falha no transformador da subestação, pois, dada a metodologia determinística e a presença de subestação com apenas um transformador, o uso dessas taxas de falha poderia comprometer o resultado vinculado com a automação e telecomando da rede, dada as premissas adotadas.

4.5.2 Processo de execução do modelo

Com o objetivo de valorizar a relação entre indicadores de qualidade e automação, as seguintes informações são utilizadas:

- Dados de rede elétrica, como disponibilizados na Base de Dados Geográfica da Distribuidora, BDGD (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2018b);
- Dados de carga e subestação, disponibilizados tanto na BDGD ou pela distribuidora;
- Dados de indicadores de qualidade do serviço obtidos no site ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, [S.d.]); e
- Dados de automação e telecomando nas chaves disponíveis na BDGD.

Para a simulação apresentada como modelo, informações internas da distribuidora foram utilizadas para validação dos dados e verificação de resultados. No Brasil, a manutenção da BDGD atualizada e fidedigna é obrigação das distribuidoras de energia elétrica, no entanto, a experiência dos autores mostra ser fundamental avaliar e corrigir eventuais erros cadastrais.

O SINAPGRID possui extrator-importador da BDGD. No estudo de caso, foram utilizados dados de rede dos sistemas internos da distribuidora, que utilizava o *software* para tarefas de planejamento da rede e de cálculo de fluxo de potência. Esses dados foram confrontados com diversos dados dos demais sistemas da empresa, como o sistema de cobrança, planejamento energético, sistema operativo.

A descrição sucinta do processo metodológico é:

- Importação da rede no SINAPGRID;
- Ajuste e correção da rede importada para garantir a convergência do fluxo de potência (configuração dos reguladores de tensão, garantia de conexão dos pontos da rede, verificação de fases etc.);
- Ajuste de demanda por meio da energia esperada, em 2017, via SINAPGRID;
- Importação de todas as subestações e redes da vizinhança elétrica;

- Configuração dos padrões de rede para confiabilidade para que o cenário base corresponda à expectativa de desempenho da rede (taxa de falha, tempo de reparo, tempo de manobra, tempo de manobra automática, definição de cada chave telecomandada, ajuste com FEC e, finalmente, com DEC);
- Conexão lógica das chaves NA entre as redes de diferentes subestações com a subestação estudada; e
- Simulação sistemática, variando a quantidade de chaves telecomandadas e obtenção dos valores de DEC e FEC.

Dos diversos cenários simulados, três foram utilizados para compor os padrões de utilização de telecomunicações nas redes:

- Cenário base: apenas as chaves telecomandadas atualmente são configuradas como automatizadas com telecomunicação;
- Cenário de automação completa: todas as chaves telecomandáveis são consideradas automatizadas com telecomunicação; e
- Cenário sem telecomunicação: nenhuma chave é telecomandada.

O cenário base representa a situação tal como seria observada na realidade, considerando as falhas médias na subestação. A partir do cenário base, são simulados os outros cenários.

4.5.3 Descrição da rede e simulação

A apresentação da simulação é feita por caso modelo, no qual a rede sorteada para simulação é analisada, tratada e simulada para a obtenção dos valores de confiabilidade, ou seja, DEC e FEC, considerando interrupções de longa duração intempestivas. Também são apresentadas observações ilustrativas a respeito das configurações das redes e da expectativa de comportamento dessa rede em relação à qualidade do serviço.

Não é objetivo da análise caracterizar a empresa. Assim, para que a rede possa ser descrita, sem identificar a empresa, alguns dados são apresentados de maneira agregada. As imagens ilustrativas são da rede real, porém sem nomeação das subestações que fazem fronteira com a rede.

A rede é caracterizada por:

- Uma subestação de 25MVA, composta de um transformador de potência e cinco alimentadores;

- Total de chaves: 1001;
- Total de chaves telecomandadas iniciais: 17;
- Chaves abertas: 34;
- Número de subestações com conexão elétrica com a rede estudada: 7;
- Cargas no SINAPGRID: 24.023 (diferença menor do que 2,5% do cadastro comercial);
- Consumo energético anual da rede: 30GWh; e
- Valor de energia da carga no SINAPGRID: 95% da energia entrante na rede, portanto, coerente com o esperado.

Em relação ao consumo da carga, foi utilizado o valor médio anual para representação da energia, que então é ajustada de acordo com o perfil da carga de um dia típico na semana. Por fim, toda a carga da subestação é ajustada de acordo com a sua curva típica, calculada para representar a situação padrão de atendimento da subestação. Dessa maneira, evitam-se erros no cálculo de fluxo de potência decorrentes de medição atípica na carga, de situações de transferência de carga entre subestações ou eventuais erros de cadastro.

A representação das redes de média tensão, com as alimentações da subestação local e das subestações próximas, tal como exibida no SINAPGRID, é apresentada na Figura 27. Observa-se que há sete subestações próximas à subestação da Rede Modelo. A representação de todas as redes de média tensão dessas subestações, incluindo redes trifásicas e monofásicas, é apresentada na Figura 28, sem hierarquia de importância para as redes. A transferência de cargas entre redes é realizada entre alimentadores de rede trifásica conectados via chave de transferência (NA). Há também alguns ramais entre redes monofásicas conectados via chave (NA), embora não seja possível transferir blocos de cargas, é possível socorrer alguns trechos monofásicos da rede.

Figura 27 Apresentação geoespacial da rede, com as subestações próximas identificadas

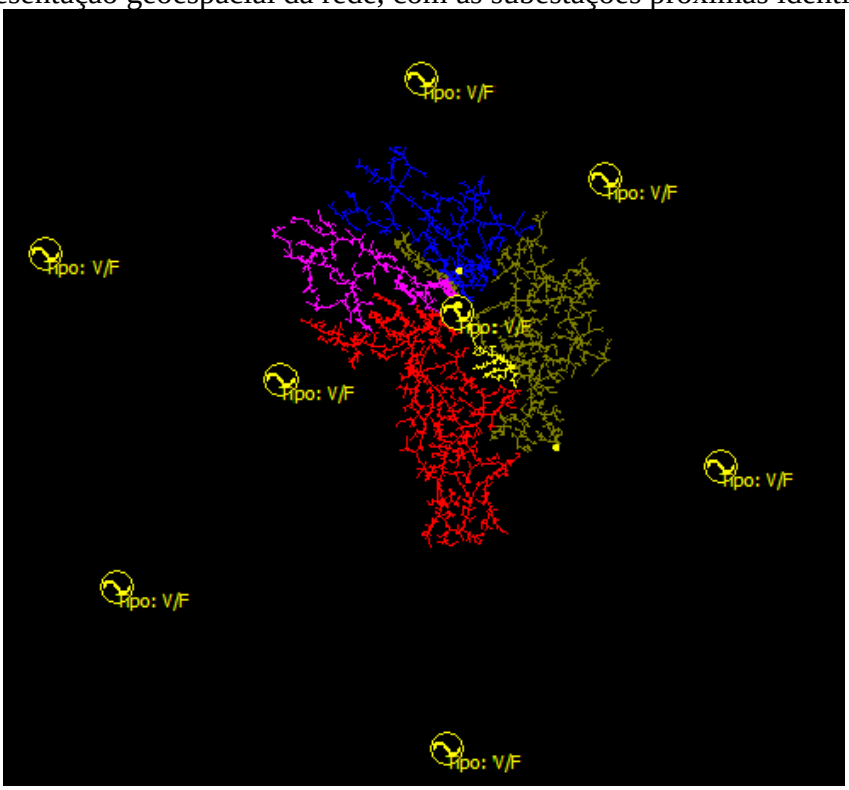
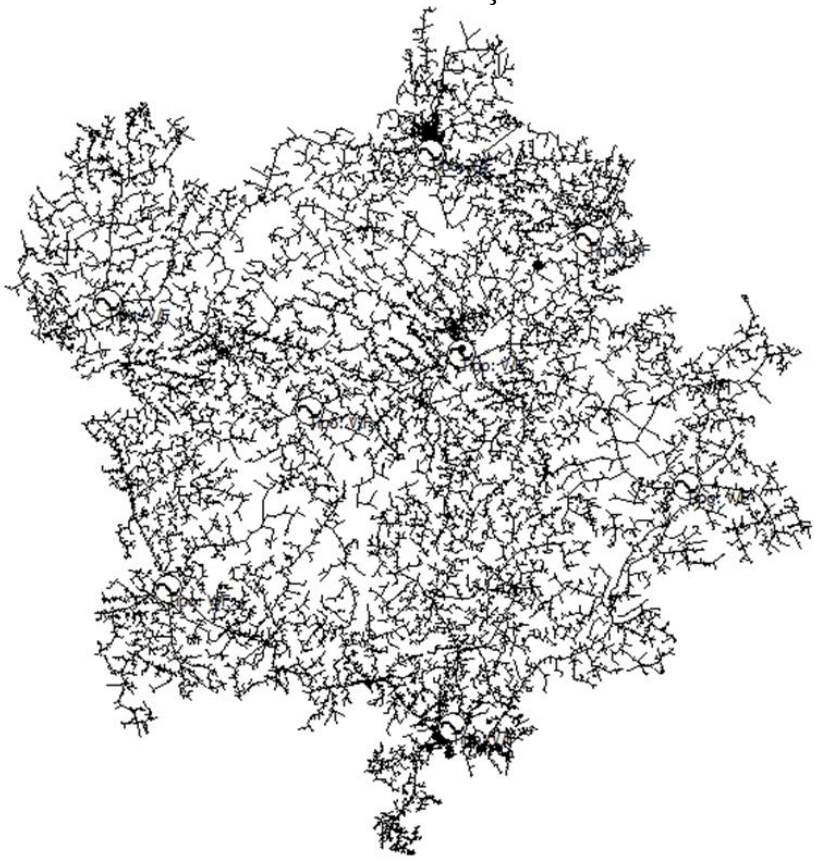


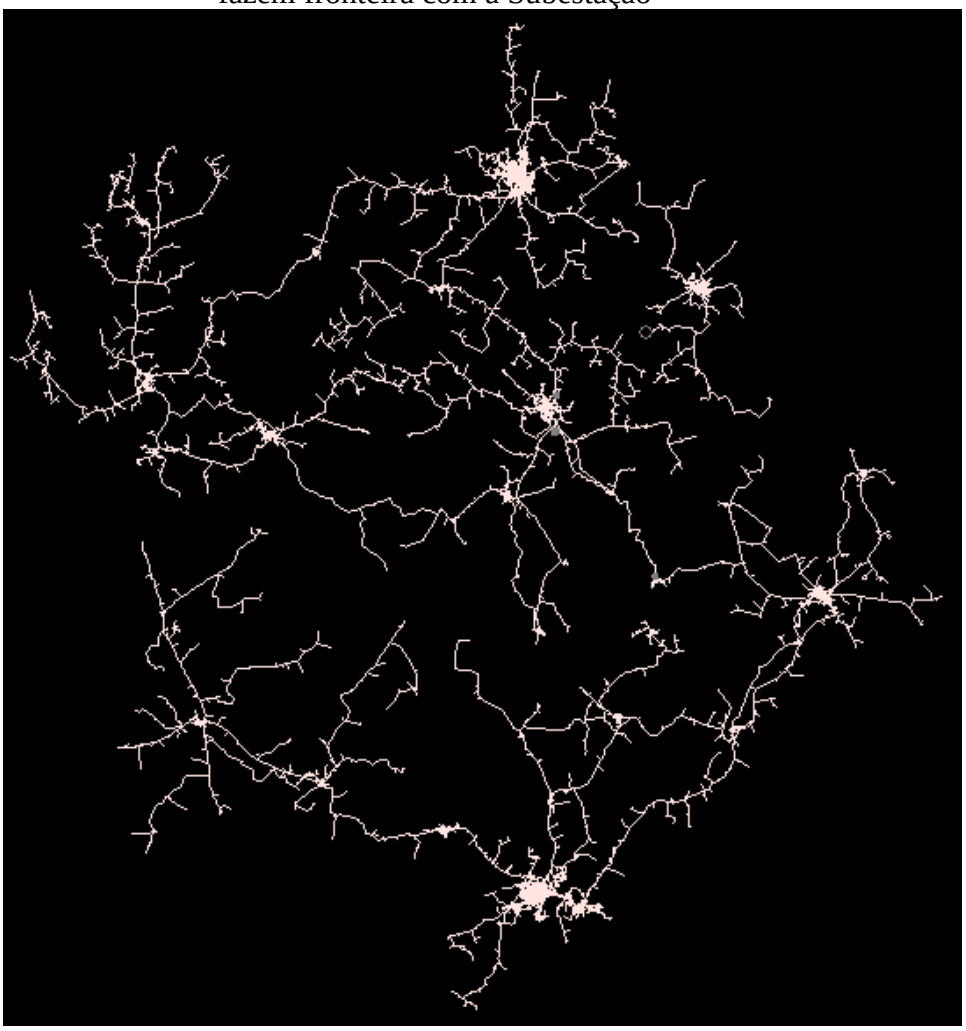
Figura 28 Apresentação geoespacial da rede Modelo e todas as demais redes que fazem fronteira com a Subestação



Para a rede utilizada, a maior parte da carga está em regiões urbanas, sejam centros de cidades ou distritos, no entanto, a maior parte da rede atende regiões rurais. No Brasil, o maior programa de universalização do serviço e do uso da energia elétrica é o Luz Para Todos, o qual prescreveu o uso de rede monofásicas com retorno à terra (MRT) para atendimento de áreas anteriormente isoladas, com ótimos resultados (PEREIRA e colab., 2010; SLOUGH e colab., 2015).

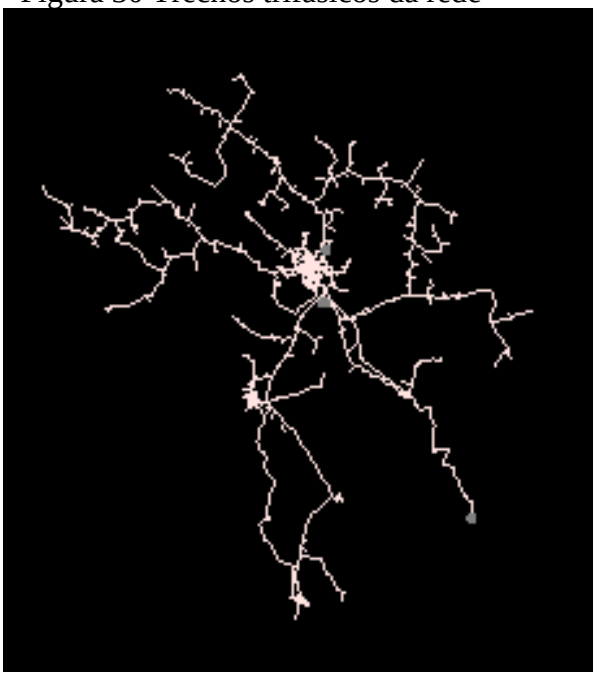
A Figura 29 mostra os trechos trifásicos desse grupo de subestações, em que fica evidente a diferença de rede trifásicas e monofásicas em relação à Figura 28. Observa-se, portanto, que o atendimento pleno da carga feito por redes trifásicas é limitado. A disponibilidade de conexões entre redes de subestações e rede trifásica é particularmente importante para a transferência de grandes blocos de carga.

Figura 29 Apresentação geoespacial dos trechos trifásicos da rede e todas as demais redes que fazem fronteira com a Subestação



Por fim, a Figura 30 apresenta o esquemático de redes trifásicas somente da subestação da Rede Modelo, no qual é possível observar a configuração típica em alimentadores radiais a partir da subestação, atendendo o centro de carga, nota-se também alguns ramais de transferência de carga entre alimentadores.

Figura 30 Trechos trifásicos da rede



Ilustram-se duas questões importantes que podem ser observadas na rede. Primeiramente, embora esteja cercada por outras subestações, a rede elétrica apresenta poucos pontos de conexão, e esses pontos ocorrem nos extremos dos alimentadores, limitando as possibilidades de socorro em caso de contingência. Na Figura 31, os locais indicados em vermelho são onde se localizam as chaves de *vis-à-vis* com alimentação de outras subestações. Além disso, na Figura 32, observa-se que as chaves possíveis de receber telecomando se encontram, principalmente, nas áreas com maior carga e não são homogeneamente distribuídas.

Figura 31 Localização das chaves de transferência de carga entre subestações

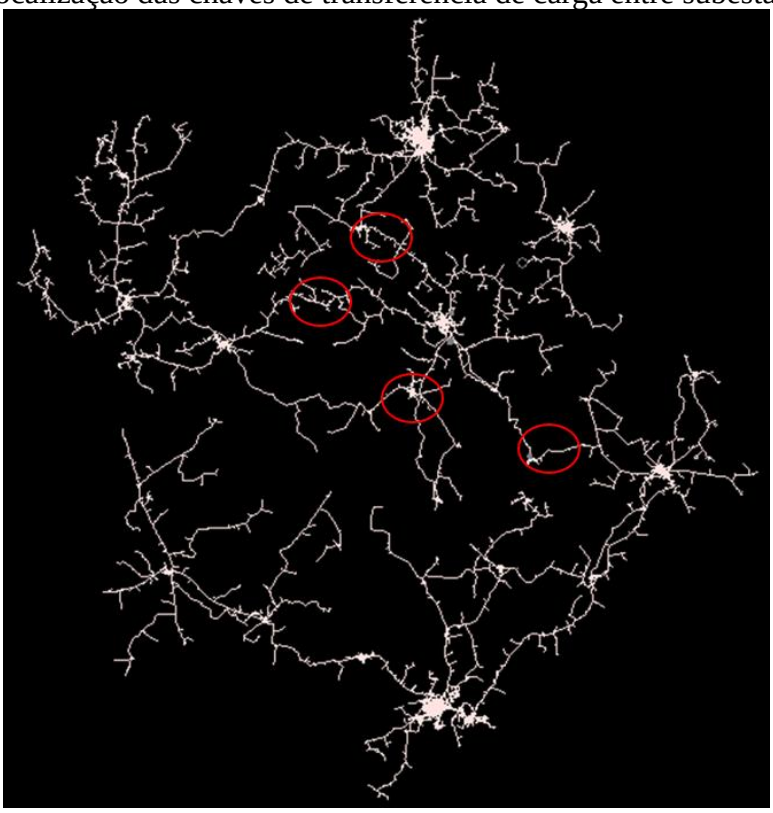
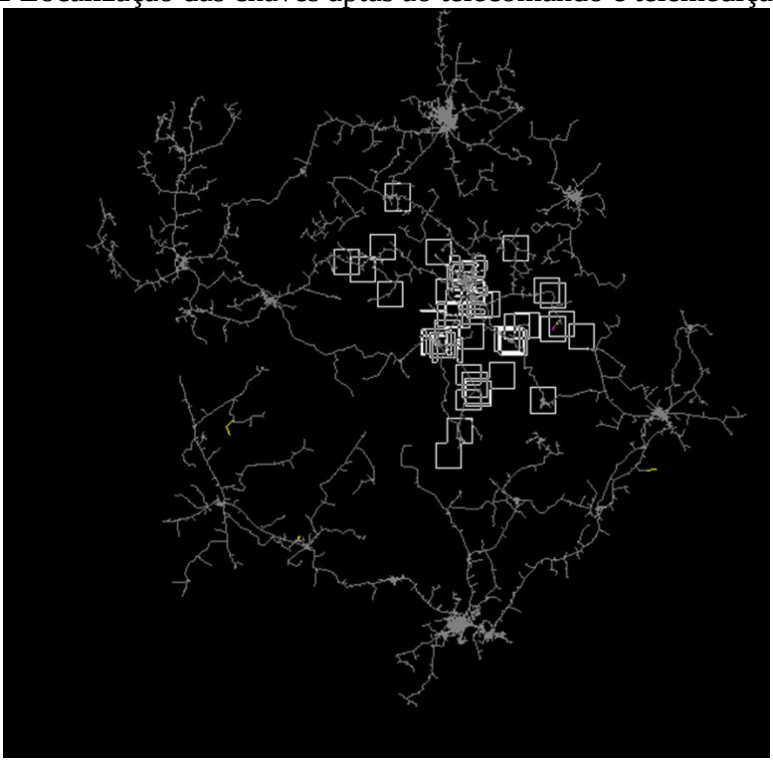


Figura 32 Localização das chaves aptas ao telecomando e telemedição



A rede foi simulada em fluxo de potência em média tensão conjuntamente com as subestações de fronteira.

A Tabela 19 apresenta os resultados simulados de DEC, medido em horas, para os três cenários estudados, o cenário base, que representa a situação média da rede, o cenário sem telecomunicações e o cenário no qual todas as chaves que podem ser telecomandadas o são.

Tabela 19 Resultados da simulação de confiabilidade para a rede

Cenário	**Chaves com telecomando e telemedição**	**DEC (h)**
Sem automação	-	25,0
Base	17	23,8
Automação Completa	114	17,1

A automação das chaves de *vis-à-vis* não alterou significativamente os valores de DEC da rede, em decorrência do arranjo da rede e da distância entre o núcleo urbano e as extremidades dos alimentadores. Neste estudo de caso, é possível constatar que as subestações vizinhas não apresentam possibilidades reais de suprir a carga da rede, quando de contingências próximas à subestação, localizada em áreas central e urbana, com maior número de consumidores. Portanto, a automação completa da rede, com 114 chaves, não é capaz de reduzir drasticamente os indicadores de DEC, dada as características da carga nessa subestação e as possibilidades das atuações em condições de contingência.

Em relação ao DEC, neste estudo de caso, não foram alteradas as regras de atuação da proteção ou das equipes de campo e de tomada de decisão no centro de operação. Assim, o valor de FEC ficou inalterado, pois todas as manobras são realizadas após o tempo mínimo de 3 minutos do qual o FEC é calculado.

4.5.4 Discussões sobre os resultados

O primeiro pressuposto analisado nesta seção foi verificar a possibilidade de simular indicadores de continuidade, a partir de dados públicos, disponibilizados por BDGD, e dos valores de continuidade fornecidos pela ANEEL. Este estudo de caso apresenta o resultado de uma simulação que utilizou esses dados públicos, que foram confrontados com a empresa que os disponibilizou. Os resultados corroboram a utilização desses dados para simulação de confiabilidade.

Outro pressuposto analisado neste capítulo, expõe que a variação de tecnologia de telecomunicação, em chaves da rede elétrica, altera os resultados de confiabilidade. De fato,

esperava-se que a penetração de tecnologias de comunicação pudesse alterar esses resultados (SERRA BALDISSIN e colab., 2019) e, pode-se afirmar isso, pois, neste trabalho, nenhuma alteração de rede foi proposta, nem foram alterados tempos de resposta das equipes ou taxas de falhas nas redes. A variação de DEC se deve somente à utilização de telecomunicação funcional. Adicionalmente, a rede escolhida é representativa para redes mistas, com cargas rurais e com grande quantidade de cargas concentradas, mostrando que mesmo em redes radiais, com carga concentrada próximo da subestação, é possível observar melhoria de qualidade.

Um resultado interessante, observado a partir do tratamento de dados e de sua visualização, é que, embora a rede disponha de várias opções para de transferência e tenha fronteira com outras sete subestações, essa situação não foi suficiente para reduzir o DEC a patamares esperados. Como já observado em (CYRILLO, Ivo Ordonha, 2011) e (ARANGO e colab., 2008), para que investimentos em qualidade possam resultar em melhoria significativa dos indicadores, é preciso que a rede elétrica seja capaz de suportar transferência de cargas entre diferentes alimentadores e subestações.

Para que os efeitos da utilização de funcionalidades de redes inteligentes sejam consideráveis, será necessário adequar as redes elétricas a um padrão de qualidade compatível com o nível ótimo de investimento, melhorando a conectividade e a capacidade de distribuição. Esse conceito é chamado de ‘Retrapage’ por Hector Arango(ARANGO e colab., 2008). Nesse sentido, as referências (ARANGO e colab., 2008; CORTON e colab., 2016; CYRILLO, Ivo Ordonha, 2011) apontam resultados econômicos positivos para a sociedade ao se adequar a rede e o atendimento ao seu custo eficiente.

Em relação ao cadastro regulatório e suas implicações (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2018b), observou-se que o cadastro para tecnologias de telecomunicações e suas aplicações pode ser melhorado, sobretudo porque as tecnologias de telecomunicações podem ser aplicadas aos equipamentos de maneira independente. Assim, podem-se caracterizar os equipamentos como tendo ou não tecnologia de telecomunicação aplicada. Um fator importante para o uso de diversas tecnologias de telecomunicações seria discutir em audiência pública o tempo de depreciação regulatória dessas tecnologias frente aos equipamentos as quais elas são utilizadas.

Atualmente, a ANEEL utiliza dados do BDGD tanto para elaboração de metodologias, quanto para execução de fluxo de potência no caso de cálculo de perdas. Embora o BDGD seja validado pela ANEEL, essa validação não garante que a rede será capaz de rodar fluxo de potência ou de ter informações fidedignas entre as diversas tabelas do próprio BDGD. O SINAPGRID utiliza algoritmos adicionais aos da ANEEL para validação e correção da BDGD,

o que foi fundamental para se calcular o fluxo de potência e identificar as chaves. Sugere-se que mais informações poderiam ser disponibilizadas na BDGD sobre a aplicação de tecnologia para telemedição e telecomando.

Sobre o uso de informações das chaves automatizadas e telecomunicações, já se observou anteriormente que a qualidade da energia, em redes brasileiras, pode ser melhorada com a aplicação de chaves religadoras (CYRILLO, Ivo Ordonha e colab., 2017) e que o custo dessa melhoria é inferior ao custo social da energia não suprida, o que foi apresentado no subcapítulo anterior. No entanto, a ANEEL não considera na sua metodologia para definição de índices de qualidade do serviço (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2021) a penetração de tecnologia, seja de chaves religadoras ou de telecomunicações.

4.6 Conclusões

O estabelecimento de metas de qualidade do serviço é um assunto complexo e, na falta de decisão social para determinar o nível de qualidade, utilizam-se, preferencialmente, métodos comparativos (CYRILLO, Ivo Ordonha e colab., 2017; FUMAGALLI e colab., 2007; TANURE e TAHAN, 2004). Recentemente, a organização das estruturas de dados e a disponibilidade de tecnologia e capacidade de processamento permitiu a utilização massiva de informação, não somente para a comparação em fronteiras de eficiência, como também no cálculo de fluxo de potência com aplicação dos resultados na própria regulação, como no cálculo das perdas técnicas em redes de distribuição (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2017).

Procedimentos para a definição de metas de qualidade já foram feitos no passado para o Brasil. A metodologia atualmente utilizada no país permite que as concessionárias invistam em melhoria da qualidade, remunerando os investimentos em ativos, ao mesmo tempo que compara a eficiência dos resultados. Porém, o método originalmente proposto visava a melhorar a qualidade, sem alterar a tarifa (TANURE e TAHAN, 2004), elevando os padrões de qualidade para o nível de eficiência. Além dos modelos de eficiência, propôs-se anteriormente utilizar planejamento agregado para o cálculo da curva ótima de investimento e, com ela e as informações econômicas da sociedade, a melhor relação entre tarifa e qualidade (CYRILLO, Ivo Ordonha, 2011).

No entanto, como já apresentado nesta tese, cabe à sociedade definir seu nível de qualidade desejado e duas lições do passado são fundamentais para essa construção. A primeira, a sociedade precisa de indicação de custo para a tomada de decisão (CYRILLO, I. O. e colab.,

2009). A segunda, só é possível melhorar a qualidade de maneira significativa em redes que apresentam padrão razoável de investimentos, permitindo, principalmente, a transferência de carga entre circuitos[21] em redes radiais, como é o caso da maior parte das redes brasileiras.

Esta tese apresenta de maneira concreta uma curva de custo marginal para melhoria da qualidade, com base em investimentos especificamente nesse quesito. Pode-se afirmar, portanto, a partir das evidências apresentadas em (ARANGO e colab., 2008; CORTON e colab., 2016; CYRILLO, Ivo Ordonha, 2011; CYRILLO, Ivo Ordonha e colab., 2017) e, neste trabalho, que os valores de qualidade do serviço no Brasil, sobretudo DEC e FEC, estão acima do esperado pela sociedade e que é possível, tanto pelo aspecto técnico quanto econômico, melhorar a qualidade do serviço, com baixo impacto tarifário.

Apresentou-se também, metodologia objetiva para avaliar a melhoria de qualidade com a penetração de duas funcionalidades de redes inteligentes, capazes de atuar diretamente na qualidade do serviço: o telecomando e a telemedição de chaves de manobra na rede. Foram utilizados dados padronizados das redes elétricas brasileiras, simulando fluxo de potência e confiabilidade *ceteris paribus*, ou seja, sem alterar as taxas de falha ou quaisquer características elétricas da rede ou do consumo para que a confiabilidade fosse calculada. Para que a caracterização fosse a melhor possível, foram simuladas conjuntamente todas as subestações que têm conexão com a rede de estudo, de maneira que todas as formas de transferência de carga entre subestações pudessem ser consideradas.

O resultado sobre o uso de tecnologias inteligentes na rede apresenta dois aspectos fundamentais: i. o Brasil tem disponível dados e inteligência para simular resultados esperados da penetração de funcionalidades de redes inteligentes visando à melhoria da qualidade do serviço; ii. a penetração de tais funcionalidades pode representar ganhos baixos se não forem considerados os investimentos em redes adequados, sobretudo para transferência de cargas.

Essas conclusões são fundamentais para a definição de políticas públicas sobre a melhoria da qualidade do serviço e de redes inteligentes, seja para o entendimento das possibilidades de melhoria e suas limitações, seja para o cálculo de linhas de bases factíveis e com referências a custos para a tomada de decisão pela sociedade.

---

[21] A lista de referências é vasta. O professor Marcos Gouvêa (GOUVÊA, 1993), em sua tese, apresenta considerações acerca da disponibilidade de carga necessária na rede para a transferência, o que seria corroborado pela definição do condutor economicamente ótimo. O livro dos professores Kagan, Barioni e Robba (KAGAN e colab., 2010) reforça o conceito de necessidade de disponibilidade de capacidade para transferência de carga a partir dos seus diversos exemplos.

Uma análise mais apurada do resultado da simulação de penetração de funcionalidades de redes inteligentes conduz a um questionamento sobre a diferença individual dos níveis de qualidade. Os consumidores que estão mais afastados do suprimento poderiam ter níveis inferiores de qualidade. O próximo capítulo aborda a questão da avaliação individual de qualidade, considerando novamente o ponto de partida comum nesta tese: a disponibilidade de dados e de tecnologia para uso em benefício da sociedade.

5 Melhoria dos níveis de tensão para os consumidores considerando aspectos socioeconômicos

5.1 Introdução

Este capítulo aborda a questão individual da qualidade, sobretudo para clientes que percebem a qualidade em níveis inferiores ou muito inferiores à média. Tais consumidores, com os piores resultados nos indicadores, são chamados nesta tese de consumidores pior-atendidos. Embora qualquer aspecto da qualidade, na distribuição de energia elétrica, possa ser regulada em relação aos consumidores pior-atendidos, os dois aspectos mais tratados na literatura, conforme apresentado no Capítulo 2, são a qualidade do serviço e a qualidade do produto.

Para a qualidade do serviço, alguns trabalhos foram feitos anteriormente sobre definição de padrões de DIC e FIC (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2021; KAGAN e ET AL., 2015; PEREZ e PAOLA, 2016) e, embora a regulação tenha progredido, ainda não leva em consideração o impacto da interrupção para o consumidor, seja em termos de tempo, seja em termos de frequência ou mesmo de impacto econômico, condições fundamentais para a definição dos indicadores.

Nesta tese, os consumidores com pior atendimento são analisados em relação à qualidade do produto, no aspecto tensão em regime permanente. Os motivos que levam à essa escolha são vários, dentre os quais, quantidade de dados disponíveis para análise, possibilidade de correlacionar investimentos com níveis de qualidade, investimentos em pesquisa (P&D) para abordar a situação, possibilidade de utilização de tecnologias avançadas para a identificação de potenciais localizações com defeitos.

Dada a especificidade da rede elétrica, consumidores com acesso às redes mais robustas, com maior capacidade disponível, poderiam ter qualidade melhor do que àqueles em redes menos robustas e, dada a natureza da rede elétrica, haveria diferenciação entre investimentos e qualidade.

Para as distribuidoras, é difícil prever os consumidores com problemas de tensão e, portanto, torna-se complexo agir de maneira preventiva na correção desses problemas. Isso ocorre, pois, as empresas distribuidoras de energia elétrica planejam as redes elétricas de alta, média e baixa tensão de maneira a não incorrerem em transgressões dos limites regulatórios para os indicadores de tensão em regime permanente. Embora robustos, os métodos de planejamento de rede não são capazes de prever os níveis de tensão na rede de baixa tensão ao longo dos anos, sobretudo por causa das mudanças de cargas e das condições operativas na

rede. Assim, as empresas ficam cientes de eventuais problemas de tensão para os consumidores em campanhas de medição específicas quanto à mensuração dos níveis de qualidade ou por meio de reclamações dos próprios consumidores.

A contribuição proposta neste capítulo busca utilizar ferramentas de análise de dados para melhorar a compreensão desse tópico. Como estudo de caso para essa análise, optou-se por avaliar a área de atuação da ELETROBRAS Distribuição Rondônia - Centrais Elétricas de Rondônia (CERON), empresa responsável pela distribuição de energia elétrica no Estado de Rondônia, região amazônica, na época sob a administração da estatal brasileira ELETROBRAS.

O trabalho apresentado neste capítulo foi possível, em parte, pelo investimento e confiança da CERON, Companhia de Energia de Rondônia, que aceitou e participou na criação de um projeto de pesquisa no âmbito ANEEL[22], visando a prever consumidores com maior probabilidade de problemas de tensão. Todo o projeto foi realizado por uma equipe, com diversos conhecimentos concatenados para um objetivo-fim. O trabalho permitiu unir dados de caracterização da rede elétrica, dados de fluxo de potência, de medição de tensão em consumidores e dados socioeconômicos do censo demográfico.

Adicionalmente, a CERON providenciou dados de toda a rede elétrica de Rondônia, incluindo os de consumo e de medições de tensão, permitindo análise inovadora. Com esse acervo de dados, trabalhos anteriores mostraram como melhorar os resultados de fluxo de potência para as redes da distribuidora, encontrando erros de cadastro a partir dos resultados do fluxo de potência automatizado (CYRILLO, Ivo Ordonha e colab., 2018). Também foi possível verificar que o fluxo de potência não gera a melhor previsão de tensão (MACHADO SALES e colab., 2019).

Trata-se de uma proposta pioneira e que resultou na publicação de diversos artigos, prêmio internacional(CYRILLO, Ivo Ordonha e colab., 2018) e na germinal análise sobre a caracterização de consumidores pior-atendidos apresentada nesta tese.

Nesta tese, apresenta-se a análise do problema, desde a evolução histórica da regulação da qualidade, que define os indicadores de qualidade de níveis de tensão em regime permanente, passando pela análise dos dados utilizados e, finalmente, aos modelos de pesquisa adoptados e seus resultados. Uma característica do trabalho é que os modelos podem ser replicados por

---

[22] De acordo com o Projeto de P&D ANEEL número PD-0369-0012/2016.

todas as distribuidoras ou pela ANEEL, pois os dados utilizados são públicos ou estão disponíveis para as distribuidoras e o agente regulador.

Do ponto de vista ferramental, a primeira abordagem se baseia em econometria espacial, pois é razoável que algumas variáveis espaciais como a distância do consumidor ao transformador, ou a distribuição espacial dos consumidores, ou mesmo um maior índice de furtos, estejam relacionadas a problemas nos níveis de tensão. Encontrar tais correlações, entre aspectos da rede e do consumo com problemas de tensão, possibilita a intervenção preventiva por parte da distribuidora. O principal resultado obtido foi que as variáveis socioeconômicas, sobretudo aspectos de infraestrutura básica, apresentaram maior poder explicativo do que as variáveis elétricas propriamente ditas.

A segunda abordagem é um modelo de aprendizado de máquinas, visando a aumentar a capacidade preditiva, sem avaliar quais aspectos da rede, do consumo ou socioeconômicos contribuem mais para a previsão. Esse modelo ganha especial relevância, sendo capaz de antecipar a detecção das unidades consumidoras mais fragilizadas, permitindo ação operativa por parte da distribuidora. A partir desse método, foi possível identificar os consumidores com maior possibilidade de problemas com indicadores de tensão, conferindo robustez para a abordagem econométrica.

5.2 Visão histórica dos padrões de tensão

Desde seus usos iniciais, a energia elétrica tem se correlacionado fortemente com o desenvolvimento socioeconômico, destacando-se pelas aplicações em usos finais, como a iluminação ou a força motriz (GOLDEMBERG, J., 1998; YERGIN, 2014). A padronização de tensão tem sido um dos pontos fundamentais da evolução do uso da energia, em consequência das escolhas dos seus produtores.

Ainda no final do século XIX, as empresas que forneciam energia eram responsáveis pela sua produção e sua distribuição aos consumidores, muitas vezes, também, providenciando os insumos para o uso final. Com a adoção do sistema de corrente alternada, como base para distribuição, a frequência da onda e os níveis de tensão passaram a ser fundamentais para o correto uso da energia elétrica.

Até as primeiras décadas do século XX, eram as empresas fornecedoras de energia elétrica que definiam os padrões de tensão fornecidos aos consumidores. Com o adensamento da carga, a universalização do serviço e o advento do modelo de mercado regulado (YERGIN,

2014), houve maior pressão do Estado e dos setores produtivos visando à padronização do serviço de energia elétrica.

No Brasil, observa-se processo semelhante, especialmente em relação à penetração das empresas de fornecimento de energia, internacionais e nacionais, com pouca regulação nacional. Apenas em 1934, no governo de Getúlio Vargas, a questão energética passa a ser realmente de caráter nacional, com promulgação do Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934 (BRASIL, 1934), que determinou o Código de Águas. Entretanto, naquela época, diversas empresas já prestavam serviço de fornecimento e distribuição de energia elétrica em municípios brasileiros, fornecendo energia de acordo com suas especificações técnicas (JANNUZZI, 2007).

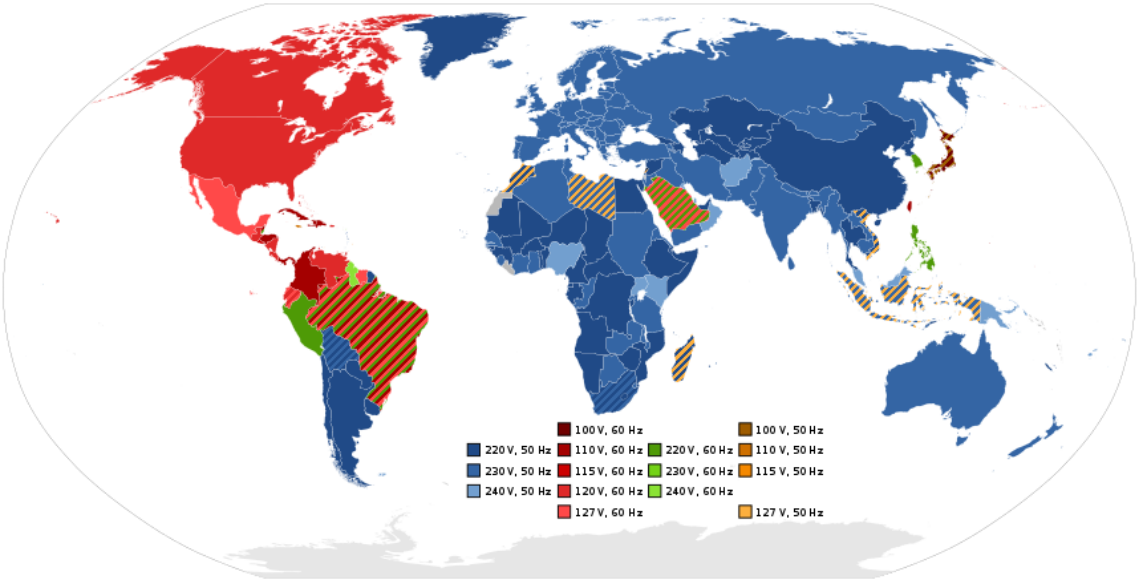
A padronização, de fato, do fornecimento de energia elétrica no Brasil, é estabelecida com a promulgação do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957 (BRASIL, 1957), no governo de Juscelino Kubitschek, que regulamentou os serviços de energia elétrica no país, com padronização nacional e a criação de um sistema interligado nacional de energia elétrica, o qual seria viabilizado décadas depois. Com esse decreto, as padronizações de tensões de rede secundárias foram estabelecidas no Brasil, com as tensões nominais para redes trifásica a 220, 380 e 440 volts, monofásica a 110, 127 e 220 volts. A regulação das tensões nominais foi alvo de diversas modificações ao longo das décadas subsequentes ao decreto.

Um fato que separa a regulação do fornecimento de energia elétrica no Brasil da maioria dos países do mundo é justamente a presença concomitante de diversos níveis de tensão para o consumidor. A Figura 33, com base em dados de 2001, ajuda a ilustrar essa situação atípica da distribuição e energia no país. Com efeito, outras organizações, sem fins lucrativos, confirmam a situação incomum da regulação da tensão nominal no Brasil, tendo apenas a Arábia Saudita como país similar nesse sentido[23].

---

[23] Disponível em https://www.worldstandards.eu/electricity/plug-voltage-by-country/.

Figura 33 Níveis de tensão e frequência da energia elétrica em diversos países do mundo



Fonte: Wikipédia, disponível em: https://pt.wikipedia.org/wiki/Eletricidade_dom%C3%A9stica_por_pa%C3%ADs
Acessado em 10/03/2021

A tensão nominal da distribuição direta ao consumidor, também chamada em alguns textos de tensão secundária, não foi um assunto finalizado com o Decreto nº 41.019/1957. O artigo que trata dessas tensões foi alterado de acordo com Decreto nº 73.080, de 1973 (BRASIL, 1973), que definiu as tensões como 380-220 e 220-127 Volts, em redes trifásicas, a quatro fios, e 230/115 Volts, em redes monofásicas, a três fios. E, novamente, alterado em 1988, de acordo com o Decreto nº 97.280/1988 (BRASIL, 1988), para 380/220 e 220/127 Volts, em redes trifásicas; 440/220 e 254/127 Volts, em redes monofásicas.

A definição de padrão nominal de tensão foi um passo importante na direção de uma melhor qualidade, no entanto a definição do valor de referência da tensão não foi suficiente para garantir que o consumidor recebesse tensão adequada, sendo necessário o estabelecimento de faixas de tensão em relação à tensão de referência. A questão da definição de padrões nominais de tensão é um dos aspectos da qualidade do fornecimento de energia elétrica, conforme destacado por (FUMAGALLI e colab., 2007), cuja qualidade desse produto, normalmente, trata da definição dos padrões de tensão aceitáveis e também dos aspectos vinculados à forma de onda. Outros aspectos da qualidade do fornecimento de energia elétrica podem considerar situações de não fornecimento de energia e tempo de restabelecimento, o qual é conhecido como qualidade do serviço (CYRILLO, Ivo Ordonha, 2011), e também a qualidade comercial, que trata do relacionamento entre distribuidora e consumidor (JANNUZZI, 2007).

A definição de níveis de tensão foi insuficiente para atender os anseios da sociedade em relação à qualidade de energia elétrica. A padronização nos níveis de alta tensão permitia integrar diversas usinas hidrelétricas em um mesmo sistema elétrico, contudo, os consumidores passaram a exigir qualidade de energia cada vez mais padronizada.

A quantificação da qualidade do fornecimento e do produto no Brasil data de 1978, com a edição, pelo DNAEE, da Portaria DNAEE 046/1978 (DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA – DNAEE, 1978a) e da Portaria DNAEE 047/1978 (DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA – DNAEE, 1978b), as quais estabeleciam qualidade do fornecimento e do produto de maneira muito similar à regulamentação adotada no PRODIST(AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2008). São essas portarias que definem de maneira clara o início da regulamentação por indicadores na distribuição de energia elétrica.

A Portaria DNAEE 046/1978 estabeleceu alguns paradigmas da qualidade do serviço no Brasil, com definição de âmbito nacional e estabelecimento de metas a serem compridas em relação à frequência de interrupções, acima de 3 minutos, e à duração do restabelecimento de energia. Nessa portaria, já constavam as definições do índice de duração equivalente de interrupção por consumidor, chamado de DEC, na época, e do índice de frequência equivalente de interrupção por consumidor, chamado de FEC, ambos os índices correspondendo a valores médios agregados das interrupções aos consumidores.

No mesmo ano de 1978, o DNAEE publicou a Portaria 047/1978, que trata dos níveis de tensão que, em conjunto com a Portaria 046/78, tornaram-se marco legal da regulamentação da qualidade de energia elétrica no Brasil. A Portaria DNAEE 047/1978 estabeleceu limites de definição da tensão a partir da nominal, limites de tensão em regime permanente (adequado e precário), formas de averiguação da tensão, bem como padrões de tempos de melhoria da qualidade do produto.

A Portaria DNAEE 047/1978, quanto à verificação de tensões, permite dois tipos de processos: diretos e indiretos. O processo direto é aquele em que se utiliza aparelho indicador ou registrador, esses, de posse do concessionário. O processo indireto poderia ser qualquer dos seguintes:

- Estudos analíticos de redes, utilizando ou não computador digital;
- Controle de redes pela aplicação de sistema computacional baseado em modelo estatístico-matemático;
- Cálculo da tensão em função da carga pelos métodos usuais de determinação de quedas de tensão em sistemas elétricos; e

- Outros processos adotados pelo concessionário e considerados adequados pelo DNAEE.

Assim, era esperado que modelos de simulação computacionais fossem utilizados e aprimorados para o cálculo de níveis de tensão. O uso de modelos estatísticos-matemáticos também foi aceito, possibilitando a aplicação de métodos agregados (GOUVÊA; JARDINI, 1993), os quais faziam uso de informações da rede para gerar "leis" estatísticas capazes de prever a situação de tensão, perdas, ou outras grandezas elétricas da distribuição de energia elétrica.

Entre as décadas de 1980 e 2000, os avanços regulatórios, em relação à qualidade do serviço e do produto, foram realizados sobretudo pelas agências reguladoras estaduais, que consolidaram diversos aspectos vinculados à qualidade da energia elétrica nos contratos de concessão.

A partir da década de 2000, com o advento do Governo Lula, a universalização do serviço e do acesso de energia elétrica passou a ser uma das prioridades desse governo, em âmbito nacional e não somente estadual, como anteriormente efetuado, e as distribuidoras de energia elétrica passaram a ser encarregadas da realização física do programa Luz para Todos (FUGIMOTO, 2005; GIANNINI PEREIRA e colab., 2011). O papel fundamental da universalização foi garantir acesso e uso continuado. O consumo de energia é ponto fundamental nesse arranjo e a qualidade de tensão em regime permanente um aspecto secundário nesse processo.

A regulação da qualidade do produto acompanhou o processo regulatório e, após o hiato de mais de duas décadas com avanços nas agências estaduais, ganhou novo corpo nacional com a Resolução ANEEL 505/2001 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2001)[24]. Essa resolução trata basicamente da tensão em regime permanente e estabelece também padrões simples para variações de tensão de curta duração. Do ponto de vista regulatório, define claramente indicadores individuais e coletivos, tornando obrigatório o acompanhamento da tensão a partir de campanhas de medição, bem como a medição em caso de demanda por parte do consumidor. A Resolução ANEEL 505/2001 define padrão de indicador e de compensação ao consumidor quando a distribuidora não atende os requisitos estabelecidos de tensão em regime permanente.

---

[24] Para conhecimento do processo de consolidação da ANEEL, consultar http://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=8&idPerfil=3 . Visualizado em 20/03/2021

A partir de 2008, com a publicação dos Procedimentos de Distribuição, qualidade do produto e qualidade do serviço passaram a ser reguladas por meio de um mesmo documento, o Módulo 8 do PRODIST (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2008), o qual incorporou diversos avanços obtidos na regulação da qualidade, bem como adicionou novos fenômenos a serem monitorados para a qualidade do produto. De maneira geral, para a tensão em regime permanente, alguns avanços foram feitos, sobretudo em relação às métricas para padrões de tensão (adequando parcialmente as tensões de rede decorrentes do programa Luz para Todos, por exemplo) e, em revisões subsequentes do Módulo 8, sobre o tempo que a distribuidora tem para corrigir problemas de tensão em regime permanente sem pagar compensação ao consumidor.

5.2.1 Atual regulação da qualidade da tensão em regime permanente

Atualmente, a tensão em regime permanente é um dos aspectos da qualidade de energia elétrica tradada no PRODIST, em seu Módulo 8 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2021), no capítulo de qualidade do produto[25].

O monitoramento dos fenômenos de qualidade de energia elétrica é realizado por meio de indicadores, calculados por medições, e fornecem um parâmetro de medida para a avaliação do impacto desses fenômenos na rede elétrica, o que é feito a partir da comparação do valor calculado com um valor de referência preestabelecido.

No Módulo 8 do PRODIST, são definidos alguns aspectos fundamentais da qualidade de tensão em regime permanente, tais como:

- Obtenção de conjunto válido de medições;
- Forma de cálculo dos indicadores a partir das medições;
- Limites de tensões para as faixas de tensão reconhecidas na regulação, principalmente em relação à baixa tensão;
- Limites dos indicadores para caracterização de problemas relacionados com tensão;
- Regras de compensações aos consumidores, quando há violação dos indicadores individuais de tensão em regime permanente; e

[25] A documentação das normas e condições de fornecimento de energia elétrica, bem como sua evolução histórica pode ser consultada no endereço eletrônico na Aneel. Em 2021 é disponível no seguinte endereço: http://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=737&idPerfil=2. Data de acesso: 20/03/2021

- Formas de valorações de indicadores coletivos de tensão em regime permanente.

O Módulo 8 do PRODIST descreve, com os melhores detalhes possíveis, os indicadores e as compensações devidas aos consumidores, no caso do não cumprimento dos padrões regulatórios. Todavia, para melhor entendimento, nesta tese, explicita-se como são calculados o valor de tensão medida.

No trabalho realizado, a versão do PRODIST utilizada foi a Revisão 10º. A versão atual é a 12º. Nenhuma mudança significativa para a realização desse estudo foi realizada, no entanto para garantir entendimento nos valores e indicadores utilizados, cabe a revisão dos aspectos abordados para qualidade de tensão em regime permanente, sobretudo para baixa tensão.

A ideia fundamental da obtenção de dados válidos é a realização de medidas, com medidores adequados e obtendo-se dados, calculados pelo medidor, de acordo com o prescrito no PRODIST. Assim, os valores eficazes de tensão devem ser calculados a partir de amostras coletadas em janelas sucessivas, devendo cada janela compreender uma sequência de 12 ciclos (0,2 segundos) ou 15 ciclos (0,25 segundos). O valor de tensão associado a cada leitura deve ser calculado considerando um período de integralização igual a 10 minutos, o que corresponde a 3.000 janelas de 12 ciclos ou a 2400 janelas de 15 ciclos. Essa tensão em regime permanente é chamada de Tensão de Leitura (TL).

O conjunto de leituras para gerar os indicadores de qualidade do produto em regime permanente deve compreender o registro de 1.008 leituras válidas, devendo ser obtidas em intervalos consecutivos de 10 minutos cada, salvo as leituras que eventualmente sejam expurgadas.

Os intervalos a serem expurgados consistem naqueles em que houve a ocorrência de interrupções de longa duração ou de Variações de Tensão de Curta Duração (VTCD). No caso das medições de nível de tensão, em regime permanente, pode-se optar pelo não expurgo dos intervalos com variações momentâneas de tensão, porém, os intervalos com variações temporárias devem ser expurgados.

Uma vez obtido o valor da Tensão de Leitura (TL), devidamente expurgada, o mesmo deve ser classificado segundo faixas em torno da Tensão de Referência (TR). Tal classificação é feita em três categorias: adequada, precária ou crítica, baseando-se no afastamento do valor de leitura em relação ao valor de referência, tal como apresentado na Figura 34.

O valor da Tensão de Referência, com o qual o valor de tensão medida deve ser comparado, é vinculado diretamente com a tensão nominal, que pode ser dada por padrões estabelecidos pela ANEEL ou pode ser determinada diretamente como consumidor a partir da tensão contratada, uma vez que para a baixa tensão, a tensão contratada deve ser igual à tensão

nominal. Os limites de tensão adequados, precários e críticos são apresentados entre as Tabela 20 e Tabela 23.

Figura 34 Faixas de tensão em relação à tensão de referência. Fonte: PRODIST Módulo 8

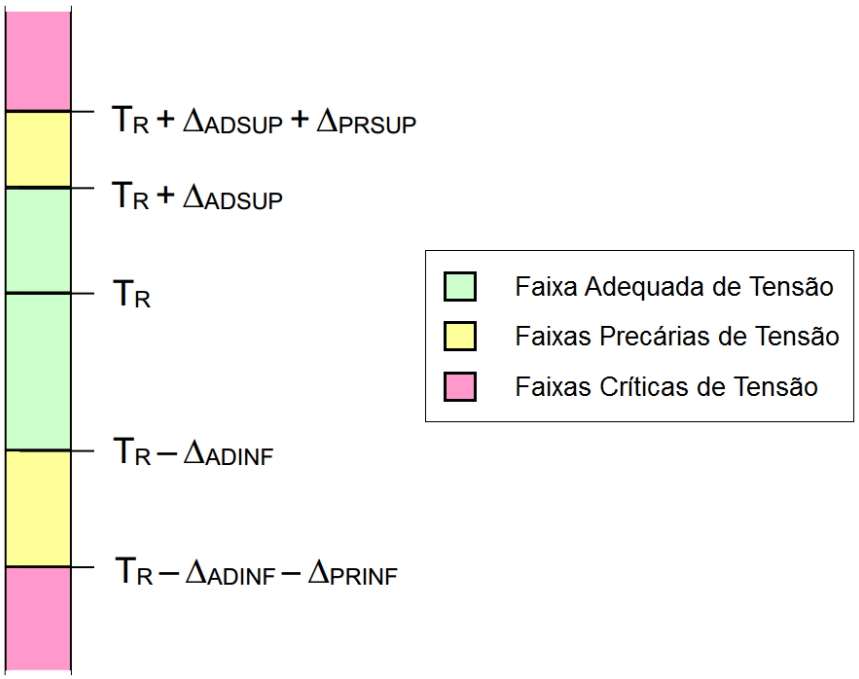


Tabela 20 Tensão nominal superior a 230 kV

Tensão de Leitura (TL)		Classificação
0,95 TR ≤ TL ≤ 1,05 TR		Adequada
0,93 TR ≤ TL < 0,95 TR 1,05 TR < TL ≤ 1,07 TR	ou	Precária
TL < 0,93 TR TL > 1,07 TR	ou	Crítica

Tabela 21 Tensão nominal superior a 69 kV e inferior a 230 kV

Tensão de Leitura (TL)		Classificação
0,95 TR ≤ TL ≤ 1,05 TR		Adequada
0,90 TR ≤ TL < 0,95 TR 1,05 TR < TL ≤ 1,07 TR	ou	Precária
TL < 0,90 TR TL > 1,07 TR	ou	Crítica

Tabela 22 Tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV

Tensão de Leitura (TL)		Classificação
0,93 TR ≤ TL ≤ 1,05 TR		Adequada
0,90 TR ≤ TL < 0,93 TR		Precária
TL < 0,90 TR TL > 1,05 TR	ou	Crítica

Tabela 23 Tensão nominal inferior a 1 kV

Tensão de Leitura (TL)		Classificação
0,92 TN ≤ TL ≤ 1,05 TN		Adequada
0,87 TN ≤ TL < 0,92 TN 1,05 TN ≤ TL < 1,06 TN	ou	Precária
TL < 0,87 TN TL > 1,06 TR	ou	Crítica

Após classificados todos os valores de leitura que compõem o conjunto de 1.008 leituras válidas, calcula-se o índice de duração relativa da transgressão para tensão precária (DRP) e o índice de duração relativa da transgressão para tensão crítica (DRC), de acordo com as expressões (1) e (2), respectivamente:

$$\mathrm{DRP} = \frac{nlp}{1008}\ 100\ [\%] \tag{1}$$

$$\mathrm{DRC} = \frac{nlc}{1008}\ 100\ [\%] \tag{2}$$

Sendo:

- nlp: número de leituras situadas nas faixas precárias; e
- nlc: número de leituras situadas nas faixas críticas.

Para medições envolvendo mais de uma fase, deve ser considerado o maior valor de nlp e nlc entre as fases.

Cada conjunto de 1.008 leituras válidas, compõe um indicador DRP e um DRC. Desse modo, para apuração dos valores a serem analisados para o mês civil, deve ser considerada a média dos valores calculados para todos os conjuntos, cujo período de apuração tenha sido encerrado no respectivo mês civil.

A ultrapassagem dos limites de tensão adequada resulta no pagamento de compensações por parte da distribuidora, além de outros inconvenientes. Os limites estabelecidos para os indicadores DRP e DRC no Módulo 8 do PRODIST são 3% e 0,5%, respectivamente.

O cálculo da compensação é realizado da seguinte maneira:

$$Valor = \left[\left(\frac{DRP - DRP_{limite}}{100}\right).k_1 + \left(\frac{DRC - DRC_{limite}}{100}\right).k_2\right].EUSD$$

Sendo:

- k_1: 0, se DRP ≤ DRP_{limite};
- k_1: 3, se DRP > DRP_{limite};
- k_2: 0, se DRC ≤ DRC_{limite};
- k_2: 7, para consumidores atendidos em Baixa Tensão, se DRC > DRC_{limite};
- k_2: 5, para consumidores atendidos em Média Tensão, DRC > DRC_{limite};
- k_2: 3, para consumidores atendidos em Alta Tensão, DRC > DRC_{limite};
- DRP: valor do DRP expresso em %, apurado na última medição;
- DRP_{limite}: 3 %;
- DRC: valor do DRC expresso em %, apurado na última medição;
- DRC_{limite}: 0,5 %;
- $EUSD$: valor do encargo de uso do sistema de distribuição correspondente ao mês de referência da última medição.

A compensação é mantida enquanto os indicadores continuarem sendo observados. Não há intervalo entre a apuração e o começo da obrigatoriedade de pagar compensações.

Para os indicadores coletivos, são calculados três índices:

- ICC: índice de unidades por consumidores com tensão crítica;
- DRPE: índice equivalente por consumidor com duração relativa da transgressão para tensão precária; e
- DRCE: índice equivalente por consumidor com duração relativa da transgressão para tensão crítica.

Sendo o ICC calculado da seguinte maneira:

$$ICC = \frac{N_C}{N_L}.100[\%]$$

Em que:

- N_C: total de unidades consumidoras com DRC, não nulo; e
- N_L: total de unidades consumidoras objeto de medição.

Já os indicadores equivalentes, são calculados da seguinte forma:

$$DRP_E = \sum \frac{DRP_i}{N_L}[\%]$$

$$DRC_E = \sum \frac{DRC_i}{N_L} [\%]$$

Sendo:

- DRP_i: duração relativa de transgressão de tensão precária individual da unidade consumidora (i);
- DRC_i: duração relativa de transgressão de tensão crítica individual da unidade consumidora (i);
- DRP_E: duração relativa de transgressão de tensão precária equivalente;
- DRC_E: duração relativa de transgressão de tensão crítica equivalente; e
- N_L: total de unidades consumidoras objeto de medição.

A principal diferença entre os indicadores é que o ICC mede a quantidade de consumidores sujeita a níveis de tensão críticos, sem considerar a quantidade dessa exposição à tensão. Já os indicadores equivalentes, visam a mostrar a porcentagem de tempo médio o qual os consumidores estão sujeitos à tensão fora do parâmetro adequado. Por exemplo, um indicador DRPE de 7% aponta que, na média, todos os consumidores estão sujeitos a problemas de tensão 7% do tempo.

5.2.2 Situação de tensão em regime permanente na distribuidora

Uma das particularidades brasileiras na distribuição de energia elétrica é a existência de diversas tensões de referência para a baixa tensão, em regime permanente, mesmo dentro de uma mesma área de distribuição. Essa situação decorre de diferentes momentos históricos de desenvolvimento de cada Estado federativo. No caso particular de Rondônia, área de distribuição da CERON, em 2016, os níveis de tensão aceitos eram um dos seguintes pares:

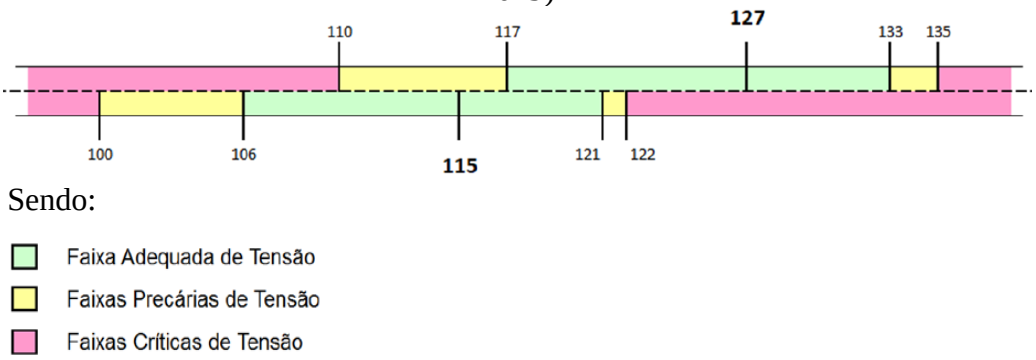
- 127V monofásico ou 220V trifásico ou bifásico; e
- 115V monofásico de 230V bifásico.

Na CERON, as redes urbanas originalmente foram construídas para atender o padrão de distribuição trifásico 127V / 220V, e, a partir do desenvolvimento do programa de universalização do acesso à energia elétrica, a tensão fase-terra foi estipulada em 230V, de maneira a atender regiões ermas ou longínquas com melhor qualidade de tensão. No entanto, foi observado pela empresa que os consumidores já possuíam equipamentos elétricos anteriores à universalização do acesso e em níveis de tensão variando entre 110V e 127V. Assim, foi necessário providenciar transformadores capazes de fornecer 115V / 230V.

O programa de universalização, Luz para Todos, adotado em todo Brasil, auferiu grandes progressos tanto do ponto de vista energético quanto social (PEREIRA e colab., 2010) (SLOUGH e colab., 2015).

Do ponto de vista regulatório, a ANEEL definiu faixas de tensão de acordo com as tensões de referência de distribuição (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2008). No caso de Rondônia, as faixas de tensão adequadas estão entre 117V e 133V para a tensão de referência de 127V e, entre 106V e 121V, para tensão de referência de 115V. Os níveis de tensão fora do adequado são classificados em duas situações: nível de tensão precária ou nível de tensão crítica. A Figura 35 apresenta o caso de níveis de tensão para distribuição aos consumidores de baixa tensão.

Figura 35 Níveis de baixa tensão para CERON extraído de (MACHADO SALES e colab., 2019)



O indicador de tensão crítica (DRC) e o indicador de tensão precária (DRP) são obtidos a partir do valor percentual entre medições precárias ou críticas dentre as medições realizadas. A tensão medida é a tensão eficaz, aferida durante 10 minutos. São necessárias 1.008 dessas janelas de medições válidas para compor os indicadores. Tais indicadores são utilizados seja em campanhas de medição, seja para avaliar reclamações individuais. Caso sejam medidas 0,5% ou mais de tensões críticas ou 3,0% ou mais de tensões precárias, a distribuidora deve adequar a tensão e, enquanto isso não ocorrer, pagar compensações ao consumidor.

Compensações pagas aos consumidores, relativas a problemas com tensões críticas e precárias, são recorrentes no Brasil, sobretudo porque os consumidores começam a receber as compensações a partir da identificação do problema, seja ele identificado pelas campanhas de medição ou por medição específica. Na prática, as distribuidoras desejam adequar a tensão de maneira mais rápida possível, evitando o pagamento das compensações, o que nem sempre é possível, pois algumas situações acabam não sendo resolvidas com manobras de rede ou de transformadores, necessitando de mais atenção ou de outras obras e ações na rede.

A não conformidade de tensão apresenta duas implicações diretas. Os consumidores são lesados com o mau funcionamento de seus equipamentos elétricos ou até mesmo sua deterioração. E, as distribuidoras, quando não atendem os padrões de qualidade, devem compensar os consumidores de acordo com a regulação - o que resultou em um montante de quase 30 milhões de Reais em 2016, apenas para os desvios relacionados a esse aspecto de qualidade (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, [S.d.]). No caso da CERON, os valores de compensações progrediram de R$ 455.988,15, em 2014, para R$ 758.670,78, em 2015, e R$ 855.328,99, em 2016, como pode ser observado na Tabela 24.

Tabela 24 Compensações pagas por ano pela distribuidora relativas à tensão em regime permanente, de 2016 a 2012

	DRCE	DRPE	Quantidade de compensações pagas	Valor de compensações (R$)
2016	3,01	2,98	4091	855.328,99
2015	5,01	3,92	4288	758.670,78
2014	1,96	3,55	3415	455.988,15
2013	1,50	5,43	2647	364.569,67
2012	3,46	6,26	1322	153.991,26

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANEEL

5.3 Encontrando padrões para consumidores pior servidos – Metodologia

O desafio contornado pela metodologia apresentada neste capítulo consiste em elucidar questões relacionadas aos problemas de tensão na rede de energia elétrica, mensurados pelas variáveis de duração relativa da transgressão de tensão crítica e precária, para as unidades consumidoras do Estado de Rondônia, a partir de conjuntos de dados disponíveis. Quatro fontes principais de dados foram disponibilizadas: de medição de tensão; de redes elétricas; do resultado de fluxo de potência e do CENSO 2010 (INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA, 2011). Uma característica em comum entre todas as bases de dados é que nenhuma apresenta originalmente um desenho experimental do ponto de vista econométrico, sendo o pesquisador um coletor dos dados disponíveis. A seção subsequente descreve em maiores detalhes tais bases de dados.

Procura-se entender como as variáveis de tensão crítica e tensão precária são explicadas por essas três dimensões: informações da rede elétrica, do consumo e do fluxo de potência e informações do consumidor, em que o dado socioeconômico disponível é do CENSO 2010. Nesse sentido, a abordagem, por meio da econometria, com base no desenvolvimento de métodos estatísticos para a estimação de relações econômicas, testes de teorias econômicas e

avaliação e implementação de políticas de governo e de negócios (WOOLDRIDGE, 2020), aparece como potencial ferramenta para destacar as correlações entre as variáveis e o desfecho de interesse, tendo em vista a especial situação de dados.

Para além de um problema tradicional à econometria, dadas as prováveis dependências e heterogeneidades espaciais, aspecto importante no presente objeto de estudo, a dimensão espacial pode invalidar certos resultados metodológicos padrões da econometria tradicional, requisitando a utilização de ferramental adequado para sua análise, através de econometria espacial (ANSELIN, 1988).

Embora importante recurso para a descrição das relações entre as variáveis, a econometria não necessariamente constitui a melhor ferramenta quanto à capacidade preditiva (CHARPENTIER e colab., 2019; SUSAN ATHEY, 2019). A fim de prever, a partir dos dados disponíveis, quais consumidores estariam mais propensos a apresentar problemas de tensão, outra abordagem foi utilizada, com base no aprendizado de máquinas. O enfoque na identificação e não na descrição é também apresentado de maneira didática em (ABU-MOSTAFA e colab., 2012).

5.3.1 Econometria espacial

Conforme já apontado, as dependências e heterogeneidades espaciais podem invalidar certos resultados da econometria tradicional, porque, nessas circunstâncias, é violada a hipótese de esfericidade dos erros (ARBIA, 2014). A fim de incorporar a dimensão espacial à avaliação econométrica, é necessário o estabelecimento de uma forma de mensurá-la e as matrizes de vizinhança assumem essa função. Tais matrizes estabelecem valores de proximidade entre cada um dos indivíduos, a depender do critério de vizinhança utilizado e, por fim, permitem a realização do teste do Índice de Moran, uma medida de autocorrelação espacial, que permite rejeitar ou não a possibilidade de ocorrência de autocorrelação - de maneira similar ao que é feito para autocorrelação em séries de tempo (MORAN, 1950).

Visando a superar as dificuldades resultantes de equacionar relações espaciais, diversos modelos foram estabelecidos na literatura, porém grande parte deles podem ser representados em (1) e (2), a seguir, conforme (ARBIA, 2014).

$$y = \rho W y + X\beta_{(1)} + WX\beta_{(2)} + u, \quad |\lambda| < 1 \qquad (1)$$

$$u = \lambda W y + \epsilon, \quad |\rho| < 1 \qquad (2)$$

Em (1) e (2), y representa a variável dependente, X é uma matriz de regressores não estocásticos, W é a matriz de vizinhanças, $\epsilon|X \approx i.i.d.\ N(0, \sigma^2_{\epsilon\ n} I_n)$[26] e $\beta_{(1)}, \beta_{(2)}, \lambda\ e\ \rho$ são parâmetros a serem estimados. A primeira das equações considera tanto a defasagem espacial de y quanto de algumas variáveis explicativas (WX que multiplica $\beta_{(2)}$). A segunda equação, por sua vez, incorpora o aspecto espacial aos erros estocásticos. Neste trabalho, a avaliação desses modelos foi realizada a partir da técnica de máxima verossimilhança.

Por fim, incorporando tais elementos, a abordagem espacial, genericamente apresentada, busca superar as deficiências da econometria tradicional e encontrar valores mais precisos para especificar as relações entre as variáveis.

5.3.2 Aprendizagem de máquinas

Em essência, o problema da aprendizagem de máquinas é bastante semelhante àquele da econometria. Em notação análoga a (ABU-MOSTAFA e colab., 2012), pode-se apontar que existe uma entrada x (as informações sobre as unidades consumidoras), uma função alvo desconhecida $f: X \rightarrow Y$ (fórmula ideal de previsão de problemas de tensão), em que X é o espaço de entrada (conjunto de todas as entradas x possíveis) e Y é o espaço de saída (o conjunto de todos os desfechos possíveis, nesse caso, a ocorrência ou não de problema por unidade consumidora). Existe um conjunto de dados D de exemplos com entrada e saída, $(x_1, y_1), \ldots, (x_N, y_N)$, em que $y_n = f(x_n)\ para\ n = 1, \ldots, N$. O objetivo da aprendizagem de máquinas, nesse contexto, é estabelecer um algoritmo capaz de obter um uma Função $g: X \rightarrow Y$ que se aproxime de f. É importante destacar que, para tanto, não são feitas hipóteses sobre as distribuições de probabilidade das variáveis e não necessariamente é possível compreender os caminhos pelos quais g se realiza.

A identificação de clientes com tensões precárias e críticas, considerando toda a base de clientes de uma distribuidora e dezenas de variáveis é computacionalmente oneroso e o algoritmo utilizado deve ser capaz de tratar tanto a complexidade numérica sem perder capacidade preditiva.

---

[26] Variáveis aleatórias independentes e identicamente distribuídas, com distribuição normal de média zero e variância em função do erro

Dentre os métodos de aprendizagem de máquinas utilizados na prática, o chamado de XGBoost (CHEN e GUESTRIN, 2016) assume especial importância, tendo seu impacto reconhecido em diversas competições, tanto de aprendizagem de máquinas quanto de mineração de dados. Esse método incorpora elementos como aproximação global e local, atenção à esparsidade, e computação *out-of-core* ao já consolidados métodos de *gradient tree boosting*. Tais métodos são compostos, como o nome indica, pela combinação de árvores de decisão com algoritmos de *boosting*. Como aponta Prati, em (PRATI, 2006), uma árvore de decisão é uma estrutura de dados definida recursivamente, na qual as classes ou nós de decisão ocupam a posição mais distante da raiz, ou seja, são as folhas e os ramos são especificações de uma tomada de decisão, sejam elas qualitativas ou quantitativas. Assim, para cada resultado do teste, existe uma aresta para uma subárvore, que enfim apresenta o atributo classificatório.

Em relação ao aspecto *boosting*, nas palavras de Prati em (PRATI, 2006), é "um algoritmo iterativo no qual a construção da combinação de modelos ocorre em estágios". A cada estágio, um modelo é induzido a partir dos dados. Esse modelo é então adicionado ao modelo combinado, com um peso proporcional à sua precisão. Também são atribuídos pesos aos exemplos, de maneira que os exemplos, cujo modelo corrente erra a classificação, recebem um peso maior - são "amplificados" (*boosted*) - de tal modo que o próximo modelo a ser induzido tente classificar corretamente esses exemplos.[27]

5.4 Dados utilizados

A fim de implementar as técnicas apresentadas, diversas bases de dados foram utilizadas, as quais podem ser divididas em dois tipos fundamentais: um contendo as informações de medições e outro contendo as informações de características para a criação do modelo. As bases de medições contêm os dados utilizados para identificação dos clientes que foram medidos em campo e apresentaram resultados de tensão em adequado, precário e crítico. As bases com as características dos clientes contêm informações visando abarcar todos os clientes da distribuidora, que tem cerca de 500.000 clientes em suas bases.

Em relação à medição de tensão, foram utilizadas as seguintes fontes de dados: i. campanha de medição de tensão segundo critérios da ANEEL; ii. medições oriundas de

[27] De maneira simplificada, pode-se visualizar este algoritmo por via de uma criação de árvores de decisões parciais, i.e sem todas as variáveis, e o resultado final de classificação, i.e DRP, dado pela combinação de diversas árvores, as quais foram avaliadas como mais significativas dentre as diversas possibilidades.

reclamações de níveis de tensão; iii. medições realizadas em conjunto com a campanha de medição para criação de curvas de carga. A seleção de bases apropriadas foi feita através de análise de viés amostral, na qual o objetivo é escolher as bases que não apresentem esse viés de seleção. Na análise de viés amostral, observou-se que a base formada pela seleção de consumidores pela ANEEL, para a campanha de medição de tensão, apresenta pouco ou nenhum viés. Não foi possível corrigir o viés das demais bases para utilização no modelo final, embora tenham servido para avaliação inicial da problemática.

Para a CERON, as amostras aleatórias realizadas pela ANEEL se mostraram suficientemente não viesadas. Tais amostras, compostas por 1.112 medições (após exclusão de observações problemáticas), entre os anos de 2014 e 2017, trazem consigo o código da unidade consumidora e os níveis de DRC e DRP medidos. É importante salientar que essas medidas de duração relativa de transgressão de tensão, tanto crítica quanto precária, são realizadas de acordo com orientações da ANEEL (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2021).

Todos os clientes, incluindo aqueles presentes na base medição, foram caracterizados com informações para que se possa estimar o nível ou a probabilidade de não conformidade dos níveis de tensão. Quatro bases foram utilizadas, com informações sobre todo o Estado de Rondônia, permitindo caracterizar de várias maneiras os consumidores da distribuidora.

A primeira, fornecida pela própria ELETROBRAS Distribuição de Rondônia, e daqui em diante referida base CERON, traz dados reais sobre a infraestrutura da rede, ao nível das unidades consumidoras e georreferenciados. Tal base, do ano 2016, é composta por 502.329 unidades consumidoras, com informações como o comprimento do ramal, impedâncias entre consumidor e transformador, dentre outras possíveis de serem extraídas, conforme descrito no Anexo I.

Outra base de dados utilizada, a que chamaremos SINAP, foi resultado de um processo de simulação da rede usando um módulo específico do SINAPGRID (SINAPGRID, 2021), que calcula fluxo de potência para a rede elétrica e para cada uma das unidades consumidoras na base CERON. A base de dados resultante contém variáveis como estimações de demanda e de tensão, valores calculados de resistência e impedância, tal como descrito no Anexo I.

Ambas as bases, CERON e SINAP, foram criadas a partir de dados da distribuidora, tais como aqueles enviados no Formato BDGD. Para ser possível o tratamento, execução de fluxo de potência e obtenção dos dados, foi utilizado um módulo específico do SINAP, chamado de SINAPbatch. Outras ferramentas podem ser criadas para extrair a base de dados da BDGD e calcular o fluxo de potência para todos os consumidores de uma rede, no entanto, o programa

utilizado realiza diversas correções de rede e validações fundamentais para a execução do fluxo de potência, tais como correção de validação de conexão elétrica entre barras, entre outras correções.

A terceira base de dados utilizada foi o CENSO de 2010, realizado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). Essa base não apresenta informações diretamente sobre as unidades consumidoras, mas traz informações agregadas ao nível dos 2.346 setores censitários. Ainda que não seja tão refinado do ponto de vista de escala, tal base é composta por rico conteúdo socioeconômico, trazendo informações como renda domiciliar e proporção de domicílios com energia elétrica por setor censitário.

A quarta base utilizada, fornecida pela ELETROBRAS, traz informações comerciais, padronizadas pelo sistema comercial de faturamento da empresa. Essa base apresenta dados característicos de unidades consumidoras de forma georreferenciada, além de informações sobre o consumo faturado das unidades. Embora os dados dessa base pudessem ser obtidos via BDGD, a distribuidora tinha facilidade de extração direta dos dados atualizados e do histórico de dados, inclusive do valor de consumo corrigido *pro data*, obtendo-se a média de consumo mensal considerando a variação de dias entre as medições.

A base comercial não foi utilizada isoladamente, mas em conjunto com a base CENSO. A partir da base comercial, construiu-se uma medida mais atualizada do número de consumidores por setor censitário. Com essa medida e a base CENSO, foi possível estabelecer uma nova medida: a diferença entre o número de domicílios com energia elétrica por setor censitário de acordo com CENSO e esse mesmo número de acordo com a base comercial. Essa diferença, ponderada pelo número de consumidores da base comercial, se positiva, pode indicar consumidores que possuem energia elétrica, mas não estando no cadastro da empresa, podendo ser um indicador de furtos de energia; se negativa, por outro lado, pode indicar crescimento de demanda por energia, específico de algumas regiões, no período compreendido entre a construção das duas bases de dados, eventualmente diferenciando-se do planejado.

A fim de auxiliar a observar as principais variáveis utilizadas, foi construída a Tabela 25, com nome e breve descrição das variáveis mais relevantes, segundo os resultados, e a base de onde foram extraídas. Por fim, é importante salientar que, para a avaliação com utilização de ferramentas de *machine learning*, todas as variáveis foram normalizadas.

Tabela 25 Seleção das principais variáveis com descrição e base de origem

Variável	Descrição	Base de origem
ComEsgCeu	Proporção dos domicílios do setor censitário com esgoto a céu aberto	CENSO
pComSemMed	Proporção dos domicílios do setor censitário com energia elétrica de distribuidora, mas sem medidor	CENSO
EnergEletROSC.pSem	Proporção dos domicílios do setor censitário sem energia elétrica	CENSO
pEmA2	Quadrado da medida de diferença proporcional entre consumidores de acordo com a base comercial e o CENSO	CENSO
pOutros	Proporção de domicílios que fazem uso de outras formas de esgotamento sanitário que não via rede geral de esgoto, pluvial ou via fossa séptica	CENSO
RendaDom	Renda domiciliar por setor censitário	CENSO
SemIP	Proporção dos domicílios do setor censitário sem iluminação pública	CENSO e Sistema Comercial
DemandaDesvio	Desvios de demanda de energia elétrica com relação à média	SINAP
DRCMT	DRC simulado para a rede de média tensão	SINAP
MenorDemandaHorario	Horário de menor demanda	SINAP
IndTensaoCritica	Índice de tensão crítica	SINAP
DistEletBarraCliBarraTrafo	Distância elétrica que compreende barra eletrica do consumidor e a barra do transformador	CERON (Via SinapBatch)
NumConsTotal	Número de consumidores total	CERON
NumRegMontante	Número de reguladores a montante	CERON
RamalComprimento	Comprimento do ramal	CERON
RSuprimento	Resistência entre o transformador do consumidor e o suprimento do alimentador	CERON (Via SinapBatch)
TensaoTapPri	Tensão no primário do transformador	CERON (Via SinapBatch)
XBarraCliBarraTrafo	Reatância entre o consumidor e o transformador do consumidor	CERON (Via SinapBatch)
XSuprimento	Reatância entre o transformador do consumidor e o suprimento do alimentador	CERON (Via SinapBatch)

5.5 Resultados

5.5.1 Econometria espacial

Inicialmente, realizou-se um teste de índice de Moran (BIVAND e WONG, 2018) para avaliação de correlação espacial entre as variáveis. Utilizando uma matriz de vizinhança que considera os 11 vizinhos mais próximos, foram obtidos valores estatisticamente significantes

para os estimadores de DRC e de DRP, conforme apresentado na Tabela 26, indicando a presença de positiva e alta correlação espacial, e uma profícua utilização do ferramental de econometria espacial para análise do problema.

Tabela 26 Resultados para o teste de índice de Moran com estimadores de DRC e DRP

Índice de Moran	***Valor Observado***	***Valor Esperado***	***Variância***	***p-valor***
DRC	0,01868452	-0,00383524	0,00013445	0.02606**
DRP	0,05857746	-0,00383524	0,00013445	3.671e-08***

Os modelos escolhidos são aqueles que demonstraram ser mais adequados segundo o critério de log-verossimilhança, após diversos testes, com as estimações feitas a partir de máxima verossimilhança. Nesse sentido, tanto o modelo de DRC quanto de DRP foram escolhidos de maneira a representar os melhores valores de estimadores, considerando os dados disponíveis.

Com relação à ocorrência de DRC, observou-se nas estimações que incluir a defasagem espacial por meio de ρ não apresentou melhorias quanto à razão de log-verossimilhança em comparação ao modelo que não considera o aspecto espacial. Além disso, tal variável não apresentou significância estatística. A inclusão de λ no termo de erro, no entanto, apresentou correlação positiva e estatisticamente significante. Essa especificação apresentou melhoria significativa na razão de log-verossimilhança e foi bem avaliada quanto à estatística de Wald, como observado na Tabela 27. O uso de ambas as estatísticas foi feito para mostrar que os resultados são válidos. Outra forma de observar os resultados diz respeito ao uso de ferramental de estatística espacial que contribuiu no termo de erro do modelo e, consequentemente, na melhor modelagem das variáveis significativas. Nesse sentido, embora a matriz de vizinhança não seja um fator informativo central na explicação do DRC, é fundamental na parametrização do modelo.

Analisando a Tabela 27, observa-se também que, dentre as variáveis de estrutura elétrica e fluxo de potência, sejam elas teoricamente medidas ou simuladas, apenas o horário de menor demanda apresenta significância estatística. Essa variável indica que indivíduos que apresentam menor consumo na parte da noite apresentam menores valores de DRC. É importante ressaltar que no caso estudado, o período com menor demanda é o noturno.

Dentre as variáveis socioeconômicas, no entanto, diversas apresentaram resultados estatisticamente significantes: a proporção de domicílios com energia elétrica, mas sem medidor ($pComSemMed$); a proporção de domicílios sem energia elétrica

($EnergEletROSC.pSem$); a proporção de domicílios que usam outras formas de esgotamento sanitário que não via rede geral de esgoto, pluvial ou via fossa séptica ($pOutros$); e o quadrado da medida de diferença proporcional entre consumidores de acordo com as bases comercial e CENSO ($pEmA2$). Das quatro variáveis, as três últimas apresentam correlação positiva com DRC, como era esperado. O quadrado da diferença entre a base comercial com relação a CENSO aparece como um indicador tanto para um eventual crescimento significativo de consumidores quanto para um número subavaliado de consumidores (eventualmente um indicador também para furtos de energia).

Dos resultados apresentados, do ponto de vista de estrutura social, quanto mais precária a estrutura de esgoto, quanto maior o número de domicílios sem energia elétrica, maior o valor de DRC. Observa-se também que, quanto maior a diferença entre o número de domicílios das bases IBGE e CERON, maior o DRC.

O único valor que poderia contradizer o resultado esperado é aquele encontrado para a proporção de indivíduos com energia elétrica, mas sem medidor, que apresenta correlação negativa. No entanto, pode-se compreender tal resultado a partir da observação de (SÉRGIO GUIMARÃES FERREIRA e MAÍNA CELIDONIO, 2012), caracterizando tal situação como informal, mas não ilegal. De acordo com os autores, “tal situação pode ocorrer como resultado de um arranjo em que, mesmo na ausência de medidor de uso coletivo, vizinhos dividam a conta de luz endereçada a um dos domicílios”. Assim, é coerente acreditar que essa variável acabe refletindo situações em que existe energia elétrica em razoável infraestrutura ou que nos setores censitários, nos quais há esse tipo de solução para o consumo de energia, há uma redução no furto. Como não há informação direta sobre o número de consumidores que furtam energia elétrica, não é possível investigar essa característica nos modelos.

No resultado do modelo, tanto a dimensão renda quanto as dimensões relacionadas com as características da rede não apresentam valores de significância estatística aceitáveis.

Tabela 27 Resultados do modelo econométrico para DRC

Variável	***Estimativa***	***Erro Padrão***	***Valor z***	***Pr(>|z|)***
Intercepto	-0,010921	0,030541	-0,357594	0,72064
ComEsgCeu	-0,007083	0,028844	-0,245568	0,80601
pComSemMed	-0,073032	0,028855	-2,531000	0,01137**
EnergEletROSC.pSem	0,126103	0,034217	3,685345	0,00022***
pEmA2	0,102778	0,040826	2,517444	0,01182**
pOutros	0,093027	0,029442	3,159694	0,00157***
RendaDom	-0,007442	0,033605	-0,221469	0,82472
SemIP	-0,000703	0,028426	-0,024733	0,98026
DemandaDesvio	0,022428	0,044645	0,502361	0,61541
DRCMT	0,031888	0,036526	0,873003	0,38266
MenorDemandaHorario	-0,104275	0,062830	-1,659634	0,09698*
IndTensaoCritica	-0,012477	0,036500	-0,341845	0,73246
DistEletBarraCliBarraTrafo	0,059143	0,078023	0,758015	0,44844
NumConsTotal	-0,063601	0,046950	-1,354646	0,17553
NumRegMontante	0,034416	0,031532	1,091443	0,27507
RamalComprimento	0,013804	0,031668	0,435911	0,66290
RSuprimento	-0,034596	0,102229	-0,338417	0,73504
TensaoTapPri	-0,059047	0,047217	-1,250556	0,21109
XBarraCliBarraTrafo	-0,082580	0,076652	-1,077341	0,28132
XSuprimento	0,054372	0,102468	0,530626	0,59567
Λ	0,138308	0,068503	2,019000	0,04348**
Teste de razão de log-verossimilhança	3,391300	0		0,06554*
Estatística de Wald	4,076300			0,04348**

Quanto à ocorrência de DRP, por sua vez, tanto λ quanto ρ apresentaram significância estatística e indicam melhorias na razão de log-verossimilhança com relação aos modelos mais simples. Dessa forma, fez-se uso de um modelo que combina tanto um modelo de defasagem quanto de erros espaciais, comumente referido como $SARMA(1,1)$[28]. Observa-se, na Tabela 28, que tal especificação é estatisticamente significante em relação ao teste de log-verossimilhança

[28] Modelo espacial autorregressivo com médias móveis

Tabela 28 Resultados do modelo econométrico para DRP

Variável	***Estimativa***	***Erro-Padrão***	***Valor z***	***Pr(>|z|)***
Intercepto	-0,013558	0,085125	-0,1593	0,87345
ComEsgCeu	-0,047657	0,032367	-1,4724	0,14091
pComSemMed	0,004418	0,031020	0,1424	0,88674
EnergEletROSC.pSem	0,007213	0,037586	0,1919	0,84782
pEmA2	-0,045033	0,044732	-1,0067	0,31407
pOutros	0,068221	0,032012	2,1311	0,03308**
RendaDom	-0,055256	0,043688	-1,2648	0,20595
SemIP	-0,002165	0,031256	-0,0693	0,94478
DemandaDesvio	0,042263	0,048575	0,8701	0,38427
DRCMT	0,051634	0,048528	1,0640	0,28733
MenorDemandaHorario	-0,014722	0,068042	-0,2164	0,8287
IndTensaoCritica	-0,012341	0,039156	-0,3152	0,75263
DistEletBarraCliBarraTrafo	0,098659	0,084007	1,1744	0,24023
NumConsTotal	0,023351	0,051910	0,4498	0,65282
NumRegMontante	-0,036116	0,037074	-0,9742	0,32997
RamalComprimento	-0,021062	0,034077	-0,6181	0,53652
RSuprimento	-0,198615	0,116220	-0,1709	0,08746**
TensaoTapPri	-0,105388	0,051334	-2,0530	0,04007**
XBarraCliBarraTrafo	0,033931	0,083046	0,4086	0,68285
XSuprimento	0,284452	0,121225	2,3465	0,01895**
Λ	0,666480	0,059157	11,2660	< 2,22e-16***
P	-0,816890	0,176540	-4,6274	3,70e-06***
Teste de razão de log-verossimilhança	30,5050			2.38e-07***

Avaliando a ocorrência de tensões precárias, DRP, observa-se que variáveis socioeconômicas apresentam menor significância estatística em comparação à ocorrência de DRC. No entanto, a proporção de domicílios com precárias condições de esgotamento segue apresentando correlação positiva e estatisticamente significante.

Variáveis estruturais, por sua vez, apresentam-se relevantes para a análise: XSuprimento, RSuprimento e TensaoTapPri. Foi necessário analisar os dados com cautela para entender as correlações, pois observou-se que quanto menor a resistência entre o transformador e o suprimento, maior a probabilidade de DRP. Isso se justifica, pois, muitas subestações estão ajustadas próximas à tensão limite superior adequada e, pequenas variações na tensão de fornecimento podem ocasionar sobretensão na região precária (DRP), assim, consumidores com menor queda de tensão próximos à subestação estão sujeitos a maiores índices de DRP. Por outro lado, consumidores eletricamente longe da subestação, representado pelo valor de reatância elevado, podem estar sujeitos à subtensão. É importante frisar que investimentos em

redes longas mais robustas tendem a reduzir o valor de resistência, mas não necessariamente o valor de impedância indutiva.

5.5.2 Aprendizagem de máquinas

Conforme explicitado anteriormente, utilizou-se, além da abordagem da econometria espacial, a aprendizagem de máquinas, visando a obter resultados preditivos mais robustos, com o algoritmo XGBoost. A amostra foi dividida em um conjunto de treino e um conjunto de testes. Também foi utilizada validação cruzada *10-fold*, repetida 10 vezes, para ambas as variáveis de interesse. Por fim, as variáveis utilizadas foram as mesmas nas estimações realizadas com econometria espacial.

Uma vez que o objetivo de tal abordagem consiste na melhoria da capacidade preditiva, para avaliar o modelo com relação a este aspecto, foram construídas tanto curvas CAP (*Cumulative Accuracy Profile*) quanto curvas ROC (*Receiving Operating Characteristic*). Ambas são bastante utilizadas para avaliação de classificadores, com especial relevância para avaliação de risco e crédito (BASEL COMMITTEE ON BANKING SUPERVISION, 2005). A primeira dessas curvas busca mensurar a quantidade de acertos de classificação por quantidade de previsões realizadas, a partir de um ordenamento decrescente dos indivíduos com maior potencial de se enquadrarem na classificação-alvo, no caso, de apresentarem DRC ou DRP. As curvas CAP são acompanhadas, como referência, por outras duas curvas: uma de previsão ideal, em que todos os palpites se mostram corretos; e outra, de previsão aleatória, em que se acerta, de modo constante, proporcionalmente à quantidade de indivíduos que de fato apresentam a classificação de interesse. Já a curva ROC, mensura a quantidade de verdadeiros positivos quanto à quantidade de falsos positivos, em uma relação decrescente semelhante àquela da curva CAP.

As curvas resultantes CAP e ROC para DRC e DRP são ilustradas da Figura 36 aFigura 39. Observa-se uma superioridade quanto à capacidade preditiva relacionada à previsão de DRC. Tal superioridade é corroborada pela avaliação da área sob a curva AUC (*Area Under Curve*) da abordagem ROC. Quanto ao DRC, nota-se um razoável valor de 0,763, enquanto o valor relacionado à DRP alcança apenas 0,675. Com isso em vista, é pertinente apontar que tal modelo pode ser utilizado para auxiliar a antecipar a detecção de indivíduos com problemas, em especial, àqueles propriamente sob tensão crítica. Por fim, observando a inclinação inicial para as curvas de DRC, é ainda mais relevante o potencial de maior precisão na identificação dos indivíduos com maior índice de tensão crítica - e potencialmente mais carentes de correção.

A dificuldade de prever consumidores com DRP se deve, entre outros fatores, à natureza dessa grandeza: observa-se, dentre os consumidores com indicação de DRP, que pequenas alterações na tensão de suprimento podem ocasionar aumento do indicador, sobretudo para consumidores próximos às subestações. No entanto, para esses consumidores a ocorrência dessa alteração de tensão não tende a gerar reclamações, como observado na prática da empresa. Por outro lado, a previsão de DRC se mostra mais assertiva, apontando os consumidores com maior probabilidade de problemas de tensão.

Figura 36 Curva CAP para indicador de tensão crítica - DRC

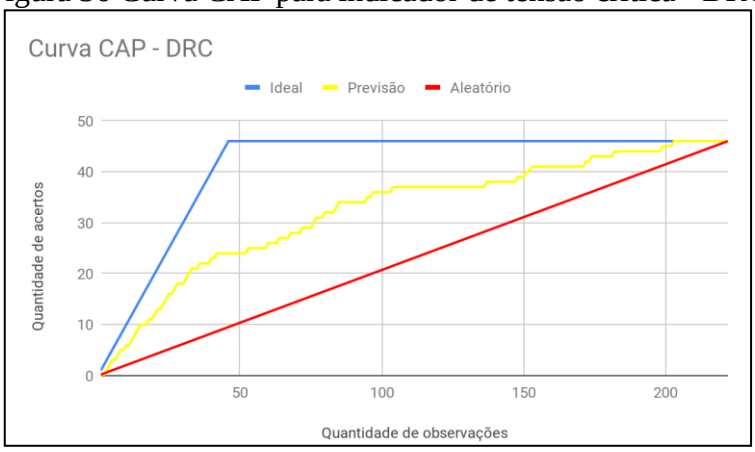


Figura 37 Curva ROC para indicador de tensão crítica - DRC

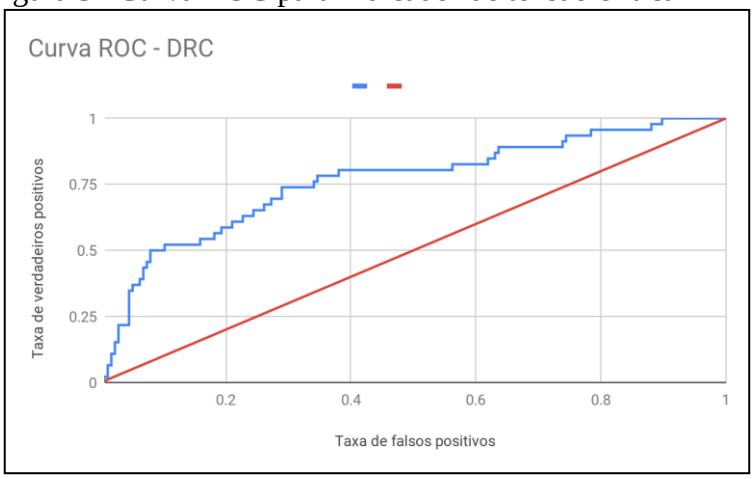


Figura 38 Curva CAP para indicador de tensão precária - DRP

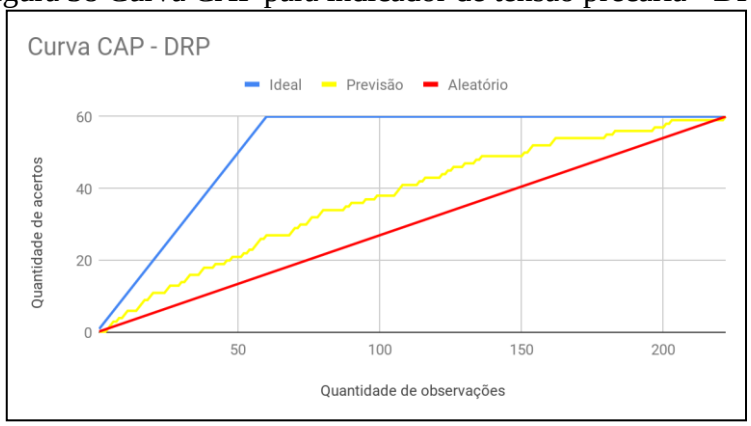
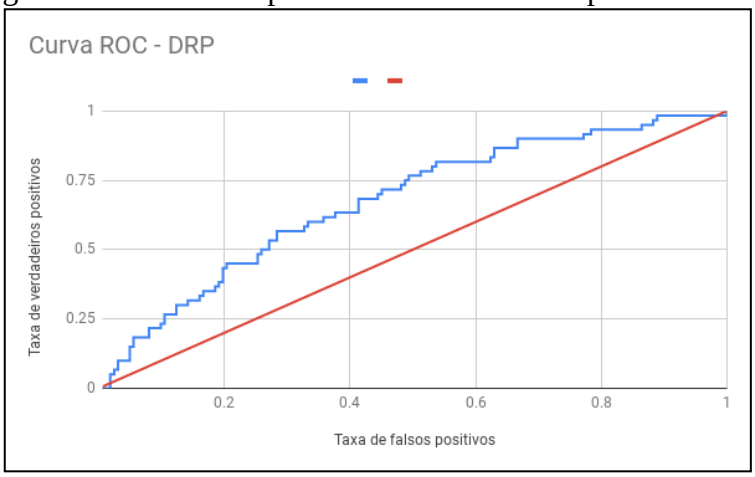


Figura 39 Curva ROC para indicador de tensão precária - DRP



5.5.3 Ganhos obtidos com os modelos

Os resultados dos modelos de aprendizado de máquinas e de econometria espacial são de ordens diferentes. Enquanto o modelo econométrico identifica quais são os aspectos mais significativos que estão correlacionados com DRP e DRC, o modelo de aprendizado de máquinas avalia a probabilidade dos consumidores apresentarem problemas de DRP e DRC.

O modelo econométrico apresentado neste trabalho é resultado obtido após dois anos de trabalho, em um processo iterativo com correção de erros em base de dados e identificação de variáveis significativas. O modelo final é justamente o modelo que melhor representa a realidade dos dados, que foi tratado para eliminar correlações espúrias[29]. A escolha das variáveis mais significativas é o resultado final desse processo.

[29] Por exemplo, variáveis diretamente correlacionadas, apresentando alta correlação, sendo escolhido dentre esses atributos os que melhor representam a realidade da distribuidora.

Já o modelo de aprendizado de máquinas foi feito de maneira propor resultados diretamente relacionados com a identificação de consumidores com problemas de tensão, fornecendo uma lista com um indicador de probabilidade de problema de tensão para todos os clientes da rede. Esse modelo utilizou-se da base de dados preparada para o modelo de econometria, já tratada e com variáveis identificadas.

O teste do modelo de aprendizado de máquinas, no entanto, seguiu uma lógica própria. A partir dos resultados de econometria e de uma avaliação estatística de viés, foi escolhida uma região da distribuidora que, conjuntamente, apresentasse representação fidedigna das redes elétricas e seleção de consumidores com tensão medida e com menor viés possível. Assim, foram escolhidas três subestações para serem avaliadas com o resultado do modelo de aprendizado de máquinas.

Três formas de comparação com as medições de DRC foram feitas: os resultados do fluxo de potência, o resultado da aplicação do modelo de aprendizado de máquinas e, por fim, sorteio aleatório condicionado. A Tabela 29 apresenta o resultado das três formas de predição, comparadas com o resultado de acerto de 100%, chamado de Ideal , na tabela. A taxa de acerto do modelo de aprendizado de máquinas é superior ao modelo de fluxo de potência e, sobretudo para o primeiro quintil, apresenta resultados muito próximos ao ideal. A taxa de acerto do modelo de fluxo de potência, mesmo após intenso trabalho de adequação dos dados de rede elétrica e de clientes, foi um pouco superior ao aleatório.

Tabela 29 Resultados da predição de clientes com medições de DRC acima do prescrito no módulo 8 do PRODIST com modelos comparativos e

	Seleção dos clientes com DRC por modelo			
Clientes com medição	**Ideal**	**Aleatório condicionado**	**Fluxo de potência**	**Aprendizado de máquinas**
10	10	2	2	8
50	48	10	14	22
100	48	20	23	31
150	48	30	34	38
200	48	40	42	45
236	48	48	48	48

5.6 Conclusões

A contribuição do presente capítulo foi a caracterização dos clientes pior servidos para a qualidade da energia no âmbito da tensão em regime permanente. A metodologia proposta permite que o estudo seja replicado para cada uma das distribuidoras brasileiras com dados disponíveis, tanto para a ANEEL quanto para cada distribuidora. A caracterização desses consumidores pode ser utilizada na criação de mecanismos visando a redução de clientes com qualidade muito inferior à média.

Os dados utilizados consideraram toda a área de concessão da distribuidora, correspondendo ao Estado de Rondônia. Adicionalmente, o uso de variáveis socioeconômicas e o uso de ferramental estatístico válido e consolidado na literatura permitem que os resultados sejam replicados em quaisquer distribuidoras do Brasil. Para caracterizar os consumidores e a rede elétrica que os atendem, foram utilizados dados disponíveis no BDGD[30]; dados de consumo, carga e suprimento, disponíveis tanto no BDGD quanto em outros documentos oficiais das distribuidoras; dados do fluxo de potência, calculado com os dados de rede, carga e suprimento e; dados socioeconômicos e do entorno, oriundos do censo demográfico brasileiro. Para a avaliação estatística, foram utilizadas as medições realizadas pela CERON, no âmbito da campanha de medição de tensão, conforme prescrito no Módulo 8 do PRODIST. Portanto, todas as bases utilizadas são públicas e oficiais, seja para distribuidoras seja para a ANEEL. Esse ponto é fundamental para garantir que a metodologia possa ser utilizada desde o momento presente para todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica[31].

Importante ressaltar que na atual regulação da qualidade da energia no Brasil, a regulação de qualidade de tensão em regime permanente mantém isonomia na avaliação da qualidade entre consumidores similares, conectados em uma mesma tensão nominal, independentemente de sua localização na rede elétrica. Embora as faixas limites de tensão não sejam determinadas de acordo com as expectativas dos consumidores, os limites são isonômicos entre todos os clientes atendidos na mesma tensão nominal, o que não acontece, por exemplo, com padrões de DIC e FIC, que são determinados de acordo com características de rede selecionadas pela ANEEL para cada subestação ou conjunto elétrico. A isonomia entre os

---

[30] Que são idênticos ou correlatos aos dados utilizados no dia a dia das empresas, guardadas as diferenças temporais de atualização dos dados.

clientes em relação aos indicadores permite avaliar os resultados das ações das distribuidoras ao longo dos anos, bem como permite observar estatisticamente se há características em comum entre os clientes pior servidos, o que não é possível na qualidade do serviço.

Dois ferramentais foram utilizados para consolidação dos resultados: a econometria espacial e o aprendizado de máquinas. O ferramental relacionado com a econometria espacial foi utilizado para identificar quais características são essenciais na identificação dos clientes pior servidos. Já o ferramental de aprendizado de máquinas, focou na identificação dos clientes pior servidos. Assim, o ferramental econométrico permitiu verificar que, no caso da CERON, as características elétricas e de fluxo de potência não são o principal elemento que une os clientes pior servidos, cabendo às características do entorno, como o atendimento de serviço esgoto, esse protagonismo. O uso do ferramental de aprendizado de máquinas mostrou que as distribuidoras têm condições de identificar com grande acerto os clientes com pior nível de qualidade de tensão.

A partir dos resultados relacionados à econometria espacial, que permitem a avaliação da importância das variáveis, pode-se observar que a ocorrência de desajustes de tensão está atrelada a questões socioeconômicas, como ocupações de moradia informais, consumo informal de energia e alguns problemas de infraestrutura associados à questão social. Nesse sentido, uma outra hipótese a ser avaliada é de que as características de precariedade da infraestrutura não sejam capturadas pelas variáveis tradicionalmente utilizadas pelas empresas distribuidoras, sendo capturadas por tais variáveis socioeconômicas. A relevância desses fatores se apresenta como um desafio aos responsáveis pelas decisões de investimentos, uma vez que passa a abranger aspectos não diretamente relacionados às políticas de energia. Não se pode afirmar, no entanto, qual é a causa e qual é o efeito entre os indicadores de qualidade de tensão e a infraestrutura local, podendo-se adicionalmente ser um problema causa dupla: tanto a infraestrutura elétrica local quanto as condições de infraestrutura social impactam uma a outra e resultam em indicadores de qualidade aquém do esperado.

Porém, a dupla causa pode ter efeitos benéficos que se retroalimentam. Dessa forma, a melhoria da qualidade da distribuição de energia elétrica pode influir positivamente para a redução da desigualdade. Por sua vez, a melhoria da infraestrutura pode ter reflexos benéficos quanto à qualidade da energia fornecida. Em outras palavras, os dados permitem estabelecer correlação entre infraestrutura precária e problemas de tensão.

Com relação a esse último argumento, do ponto de vista empresarial, é relevante considerar outras variáveis ao avaliar a qualidade de tensão e, assim, prever quais consumidores têm maior probabilidade de serem atingidos por problema de qualidade na tensão de energia. A

melhoria da previsão traz consigo a possibilidade de melhor direcionamento de investimentos para correção de problemas de qualidade de reduções de custos, sobretudo por atuar de maneira preventiva, reduzindo o custo do consumidor com qualidade inadequada de tensão, além dos custos envolvidos em compensações. Adicionalmente, as equipes de projeto e engenharia tornam-se mais cientes de condições estruturais externas às redes elétricas e que impactam a performance do fornecimento em relação à qualidade de tensão.

Complementarmente, com relação à metodologia utilizada, pode-se estabelecer uma comparação com métodos que realizam suas estimativas a partir do cálculo de fluxo de potência e tensão para identificar consumidores com tensão fora do padrão regulatório. Esses métodos, que apresentam boa precisão para demanda em redes corretamente descritas e com toda a carga disponível, apresentaram resultado insatisfatório quando da aplicação para Rondônia, como foi corroborado pela pequena relevância de suas variáveis nos modelos apresentados. É coerente crer, no entanto, que o caráter determinístico do modelo possa majorar as razoáveis deficiências das qualidades dos dados disponíveis sobre a rede de distribuição de energia elétrica - problema contornado pela própria natureza do ferramental estatístico, mas também pela inclusão de bases de dados complementares.

Do ponto de vista de políticas públicas, algumas implicações dos resultados são interessantes. A atuação da distribuidora, seguindo normas e regras previstas na regulação, impacta de maneira desigual os consumidores, sobretudo em relação à qualidade de tensão, implicando indiretamente aumento da desigualdade. Não se trata de desigualdade de padrões elétricos, mas de desigualdade de resultados. Também não se pode afirmar que a desigualdade se dá pela renda, já que essa variável não teve resultado significativo na análise econométrica. Seria, portanto, fundamental ao regulador e ao Ministério de Minas e Energia, observarem a situação dos consumidores pior servidos, não somente no regulamento, mas a partir de políticas eficazes, capazes de identificar tais consumidores e atuar em programas específicos de redução de desigualdades.

5.6.1 Fronteira de conhecimento e aspectos para futuros estudos

Observou-se que os consumidores próximos às subestações têm probabilidade de apresentarem tensão precária. A razão disso é que a tensão na saída da subestação, em decorrência da configuração de *tap* do transformador, pode ser 5% superior à tensão nominal, visando a atender possíveis quedas de tensão no final dos alimentadores. Eventuais aumentos de tensão no suprimento impactam diretamente nos indicadores de tensão próximo à

subestação. O uso de medição inteligente capaz de medir DRC e DRP, sobretudo para clientes próximos da subestação, em centros urbanos, pode acarretar ação da distribuidora para redução da tensão na saída da subestação, com objetivo de reduzir penalidades e, em contrapartida, impactar negativamente a qualidade de tensão no final dos alimentadores.

Observou-se, ainda, que os limites de tensão superior para consumidores com tensão nominal de 115V não é coerente com suas necessidades, uma vez que tensões acima desse limite é almejada pelos próprios consumidores. Nesse sentido, seria importante pensar em flexibilização dos patamares de tensão para atender melhor os consumidores.

Ambos os casos apontados exigem maiores estudos em relação aos impactos da tensão no consumo, que podem ser de grande valia com o aumento de tecnologias de redes inteligentes, como medidores capazes de calcular os indicadores de tensão em regime permanente, ou da penetração de fontes distribuídas, sobretudo de energia solar. No caso apresentado, não foi observada penetração significativa de geração fotovoltaica, possibilitando esse ramo de estudo para futuras aplicações da metodologia.

Portanto, o agente regulador ou o próprio Ministério de Minas e Energia devem estar atentos aos impactos indiretos que políticas públicas possam trazer, sobretudo para os clientes pior servidos.

Em relação ao ferramental utilizado, as aplicações contaram com a mais avançada tecnologia atual de dados, no entanto, novas frentes de estudo podem considerar evoluções temporais (ZOU e colab., 2019) na análise de dados para verificar eventuais ganhos de performance, de predição ou de identificação de outros parâmetros que podem impactar a qualidade da tensão.

6 Resultados e discussões

A energia elétrica é um recurso fundamental para a sociedade e sua falta afeta negativamente diversos aspectos sociais, desde garantias fundamentais a aspectos econômicos. Garantir suprimento de energia elétrica acessível e contínuo é, nesse sentido, uma necessidade básica ao pleno desenvolvimento da sociedade e de seus indivíduos No entanto, com as atuais tecnologias disponíveis, um certo nível de variações na qualidade da energia é esperado, podendo ser esta variação maior ou menor, de acordo com a eficiência e os custos envolvidos na prestação do serviço de distribuição de energia elétrica. Como principal impactada pela variação na qualidade, a sociedade deve ser capaz de decidir sobre os níveis de qualidade de energia compatíveis com seus valores.

É a partir desse pensamento que esta tese trata a qualidade de energia distribuída no Brasil. Construindo, a partir do conhecimento histórico e dos mais atuais fundamentos teóricos, uma nova perspectiva para a tomada de decisão em relação à qualidade da energia. A tese analisa o arcabouço teórico e os aspectos práticos da definição de qualidade, a partir das teorias consolidadas da regulação da energia e culminando na elucidação de questões referentes à aplicação de dados e ferramental científico para auxílio na tomada de decisão em relação aos níveis de qualidade.

Em um aspecto amplo, dois temas são abordados, qualidade coletiva e qualidade individual. Opta-se por elaborar os temas em relação à qualidade do serviço de distribuição de energia, com o maior impacto econômico atualmente no Brasil, com prejuízos da ordem de bilhões de Reais por ano, como apresentado neste estudo. No contexto de qualidade coletiva, a própria ideia de interrupção de energia é repensada colocando o consumidor como sujeito que sofre a interrupção, em contrapartida ao atual modelo que prioriza a definição de interrupção considerando o serviço da distribuidora de energia e, a partir desse ponto de vista, as decisões de investimentos ou ações são elaboradas, visando a obtenção de um ótimo econômico. A qualidade individual tem como princípio garantir que nenhum consumidor seja penalizado recebendo qualidade inferior aos parâmetros socialmente aceitos e, caso seja, receba uma compensação econômica pelos danos sofridos e; os consumidores com a pior qualidade devem identificados para que se possam tomar providências para melhoria da qualidade, à despeito de compensações econômicas recebidas por esses consumidores.

A regulação brasileira proposta pela ANEEL apresenta mecanismos para tratar da qualidade da energia, tanto da qualidade do serviço prestado quanto da qualidade da energia elétrica fornecida. No entanto, alguns aspectos necessitam de aprimoramentos para que possam

cumprir seu objetivo social. Mostra-se, nesta tese, que a regulação da qualidade do serviço não atinge seu objetivo em relação à qualidade coletiva e à qualidade individual.

A revisão da literatura e do histórico brasileiro, nesta tese, apontou para possíveis pontos de melhoria com foco na possibilidade de a sociedade poder utilizar dados públicos para melhor conhecer os aspectos técnicos e econômicos, envolvendo a qualidade do serviço e a qualidade do produto. Os seguintes pontos foram diretamente abordados:

- Necessidade do estabelecimento de um valor socialmente construído para definição do custo da qualidade, que pode ser expresso em custo da interrupção e em custo da energia não suprida (CENS);
- Consolidação dos valores já calculados para CENS no Brasil e realização de meta-análise com os valores internacionais, de maneira a validar os valores já calculados no Brasil;
- Desenvolvimento e aplicação de metodologia para cálculo do custo de melhoria da qualidade do serviço por meio de investimentos em redes, utilizando dados de redes reais e outros dados públicos. Os resultados provam a possibilidade do uso para todas as redes brasileiras e mostram valores coerentes de custo marginal da melhoria da qualidade, na ordem de R$ 5,00/$MWh_{interrompido}$.
- Mostra-se que há possíveis limites para a melhoria marginal da qualidade do serviço no Brasil, e que esses limites estão relacionados com a situação estrutural da rede. Esses estudos podem ser feitos para todo o Brasil, no caso da avaliação de possíveis políticas de uso de funcionalidades de redes inteligentes; e
- É analisada a situação da qualidade individual para a tensão em regime permanente para um estado brasileiro, utilizando todos os dados disponíveis de consumidores, redes elétricas, dados socioeconômicos, sendo a primeira vez que um estudo dessa magnitude consegue identificar características típicas entre consumidores pior servidos. Como apresentado na tese, a escolha pela análise de dados de tensão se justifica tanto pela regulação isonômica, nesse aspecto, quanto pela disponibilidade de dados de medição e de rede. Um dos resultados observados é que as características socioambientais do entorno do consumidor têm grande impacto na qualidade oferecida a ele, apontando novamente para o caráter de decisão social em relação à definição de regulamentação da qualidade do serviço.

De maneira proposital, o fio condutor desta tese foi a utilização de dados públicos ou disponíveis aos agentes (ANEEL, universidades, centros de pesquisa e distribuidoras) e ferramental técnico científico para abordar cada um dos temas, com base no conhecimento histórico da evolução de cada aspecto da regulação. Assim, seguindo esse fio condutor textual, para a definição e valores válidos de custo da energia não suprida, utilizou-se a análise de publicações e meta-análise de resultados, dados e ferramentais comuns na pesquisa acadêmica e confirmou-se que os valores calculados para o Brasil estão coerentes com os valores calculados em outros países. Para a definição de custo marginal da melhoria da qualidade, foram utilizadas ferramentas de simulação de confiabilidade e de fluxo de potência, com dados da BDGD e dos resultados de qualidade disponibilizados pela ANEEL, dentre outras informações públicas ou de ampla divulgação. Por fim, para a avaliação dos consumidores pior servidos, foram utilizados ferramentais de informática e estatística, como análise de "big data", aprendizado de máquinas e econometria espacial, com uso novamente dados públicos de rede elétricas, consumo e dados do censo demográfico.

7 Próximos trabalhos

Esta tese apresentou trabalhos em diversas áreas relacionadas com a qualidade da energia no Brasil. Alguns estudos podem seguir a partir dos modelos propostos, tais como:

- Cálculo do custo marginal da energia não suprida para outras redes elétricas, por introdução de religadores ou por penetração de funcionalidades de redes inteligentes; e
- Realização de estudo econométrico para outros estados brasileiros em relação à qualidade da tensão em regime permanente, com caracterização regionalizada dos clientes pior servidos.

Outras questões podem ser apresentadas a diversas áreas de estudo, especialmente àquelas dedicadas à decisão social e aos valores que a sociedade escolhe para o seu funcionamento pleno. Nesse sentido, a definição de quais agentes deveriam defender os interesses da sociedade é particularmente interessante, pois embora os dados utilizados sejam públicos, a realização massiva dos estudos para cada área de concessão demanda grande volume de investimentos em Reais ou em horas.

Referências

ABU-MOSTAFA, Yaser S. e MAGDON-ISMAIL, Malik e LIN, Hsuan-Tien. **Learning from data: a short course**. S.l.: AMLbook.com, 2012.

ACCENT, Marketing & Research. **"Expectations of DNOS and Willingness to Pay for Improvements"**. . [S.l.]: Ofgem, London. , 2008

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Conformidade do Nível de tensão - ANEEL**. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/conformidade>. Acesso em: 27 fev 2021a.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Indicadores Coletivos de Qualidade - ANEEL**. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/indicadores-coletivos-de-continuidade>. Acesso em: 27 fev 2021b.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução Normativa ANEEL nº 674, de 11 de agosto de 2015. . **Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE**. **Rev. 2**, , 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução Normativa nº 842/2018. . **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 1 – Introdução**. **Versão 10**, Brasília, DF, 2018 a. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/modulo-1>. Acesso em: 9 maio 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução Normativa n° 771/2017. . **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição**. **Versão 5**, Brasília, DF, 2017. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/modulo-7>. Acesso em: 12 mar 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução Normativa nº 345/2008. . **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**. **Versão 0**, Brasília, DF, 2008. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo8_Revisao_0.pdf>. Acesso em: 9 maio 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução Normativa nº 863/2019 e Resolução Normativa nº 871/2020. . **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**. **Versão 12**, Brasília, DF, 2021. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo_8-Revis%C3%A3o_10/2f7cb862-e9d7-3295-729a-b619ac6baab9>. Acesso em: 9 maio 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução Normativa nº 863/2019. . **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 10 – Sistema de Informação Geográfica Regulatório**. **Versão 2**, Brasília, DF, 2018 b. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/modulo-10>. Acesso em: 12 mar 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução Normativa nº 877/2020. . **Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição, Submódulo 2.5 - Fator X**. **Versão 3.0**, Brasília, DF, 17 Mar 2020. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020877_Proret_Submod_2_5_V3.pdf>. Acesso em: 12 mar 2021.

ALLAN, R.N. e DA SILVA, M.G. **Evaluation of reliability indices and outage costs in distribution systems**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 10, n. 1, p. 413–419, Fev 1995.

ALQUTHAMI, Thamer e SREERAMA KUMAR, R. e SHAIKH, Abdullah Al. **Mitigation of voltage rise due to high solar PV penetration in Saudi distribution network**. Electrical Engineering, v. 102, n. 2, p. 881–890, 1 Jun 2020.

ANSELIN, Luc. **Model Validation in Spatial Econometrics: A Review and Evaluation of Alternative Approaches**. International Regional Science Review, v. 11, n. 3, p. 279–316, Dez 1988.

ARANGO, Hector e colab. O Impacto Econômico da Qualidade da Energia Elétrica e sua Regulação Ótima. In: VIII CONFERÊNCIA INTERNACIONAL DE APLICAÇÕES INDUSTRIAIS (INDUSCON 2008), 2008, Poços de Caldas. Anais... Poços de Caldas: [s.n.], 2008.

ARBIA, Giuseppe. Spatial Linear Regression Models. ARBIA, G. A Primer for Spatial Econometrics. London: Palgrave Macmillan UK, 2014. p. 51–98. Disponível em: <http://link.springer.com/10.1057/9781137317940_3>. Acesso em: 27 fev 2021.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 14039: Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV**. . Rio de Janeiro, RJ, Brasil: ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2005.

BASEL COMMITTEE ON BANKING SUPERVISION, BASEL. **Studies on the Validation of Internal Rating Systems - Working Paper No. 14**. . [S.l: s.n.]. Disponível em: <https://www.bis.org/publ/bcbs_wp14.htm>. , 2005

BILLINTON, Roy. **Quantitative Reliability Assessment of Electricity Supply**. Encyclopedia of Quantitative Risk Analysis and Assessment, Major Reference Works. 15 Jul 2007. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/9780470061596.risk0604>. Acesso em: 16 dez 2019.
BIVAND, Roger S. e WONG, David W. S. **Comparing implementations of global and local indicators of spatial association**. TEST, v. 27, n. 3, p. 716–748, Set 2018.
BRASIL. Decreto Nº 97.280, de 16 de dezembro de 1988. . **Altera o art. 47 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, com a redação dada pelo art. 1º do Decreto nº 73.080, de 5 de novembro de 1973.** Brasília, DF, 1988. Disponível em: <http://www2.camara.leg.br/legin/fed/decret/1988/decreto-97280-16-dezembro-1988-447729-publicacaooriginal-1-pe.html>. Acesso em: 9 maio 2018.
BRASIL. Decreto nº 73.080, de 5 de novembro de 1973. . **Altera o artigo 47, do Decreto número 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, que regulamenta os serviços de energia elétrica**. Brasília,DF, 1973.
BRASIL. Decreto Nº 24.643, de 10 de Julho de 1934. . **Decreta o Código de Águas**. Rio de Janeiro, DF, 1934. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d24643.htm>. Acesso em: 9 maio 2018.
BRASIL. **LEI N. 10.438, DE 26 DE ABRIL DE 2002**. , 2002. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/l10438.htm>.
BRASIL. **LEI N. 10.762, DE 11 DE NOVEMBRO DE 2003**. , 2003.
BRASIL. Decreto no 41.019, de 26 de fevereiro de 1957. . **Regulamenta os serviços de energia elétrica**. Rio de Janeiro, DF, 1957. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/antigos/d41019.htm>.
CEBRIAN, Juan Carlos e KAGAN, Nelson e MILANOVIC, Jovica V. **Probabilistic Estimation of Distribution Network Performance With Respect to Voltage Sags and Interruptions Considering Network Protection Setting—Part I: The Methodology**. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 33, n. 1, p. 42–51, Fev 2018.
CEER, COUNCIL OF EUROPEAN ENERGY REGULATORS. **CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply**. . [S.l.]: COUNCIL OF EUROPEAN ENERGY REGULATORS, 2018.
CHARPENTIER, Arthur e FLACHAIRE, Emmanuel e LY, Antoine. **Econometrics and Machine Learning**. Economie et Statistique / Economics and Statistics, n. 505d, p. 147–169, 23 Abr 2019.
CHEN, Tianqi e GUESTRIN, Carlos. XGBoost: A Scalable Tree Boosting System. In: KDD ’16: THE 22ND ACM SIGKDD INTERNATIONAL CONFERENCE ON KNOWLEDGE DISCOVERY AND DATA MINING, 13 Ago 2016, San Francisco California USA. Anais... San Francisco California USA: ACM, 13 Ago 2016. p. 785–794. Disponível em: <https://dl.acm.org/doi/10.1145/2939672.2939785>. Acesso em: 27 fev 2021.
CORTON, Maria Luisa e ZIMMERMANN, Aneliese e PHILLIPS, Michelle Andrea. **The low cost of quality improvements in the electricity distribution sector of Brazil**. Energy Policy, v. 97, p. 485–493, 1 Out 2016.
CRUZ, Matheus Palma. **Metodologia para avaliação dos impactos econômicos associados a problemas de qualidade de energia**. 2007. 153 f. Mestrado – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, 2007. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/xmlui/handle/123456789/90264?show=full>.
CYRILLO, I. O. e colab. Consumers’ perceived economical evaluation of power quality. In: CIRED 2009 - 20TH INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION ON ELECTRICITY DISTRIBUTION - PART 1, Jun 2009, [S.l: s.n.], Jun 2009. p. 1–4.
CYRILLO, Ivo Ordonha e colab. **An experience in determining a cost versus quality of service characteristic in order to define optimal investment level**. CIRED - Open Access Proceedings Journal, v. 2017, n. 1, p. 500–503, 1 Out 2017.
CYRILLO, Ivo Ordonha e colab. Análise dos índices de tensão em regime permanente de todos os clientes de baixa e média tensão usando dados de medição, simulações e aplicação de Bussiness Analytics em uma distribuidora brasileira. In: CIDEL, 2018, Buenos Aires, Argentina. Anais... Buenos Aires, Argentina: [s.n.], 2018.
CYRILLO, Ivo Ordonha. **Estabelecimento de metas de qualidade na distribuição de energia elétrica por otimização da rede e do nível tarifário.** 2011. Dissertação de mestrado – Universidade de São Paulo, 2011. Disponível em: <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-19072011-102800/>. Acesso em: 7 mar 2018.
DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA – DNAEE. Portaria nº 46, de 17 de abril de 1978. . **Estabelece as disposições relativas à continuidade de serviço a serem observadas pelos concessionários de serviço público de eletricidade no fornecimento de energia elétrica a seus consumidores**. Brasília, DF, 1978 a.
DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA – DNAEE. Portaria nº 47, de 17 de abril de 1978. . **Estabelece níveis de determinadas tensões de fornecimento de energia elétrica, bem como a definição dos limites de variação das tensões**. Brasília, DF, 1978 b.
DOLFSMA, Wilfred. **The social construction of value: value theories and John Locke’s framework of qualities**. The European Journal of the History of Economic Thought, v. 4, n. 3, p. 400–416, Set 1997.

EL HAGE, Fabio S. e DELGADO, Marco A. P. (Org.). **Regulação técnica e econômica em monopólios naturais: reflexões conceituais e metodológicas no setor de distribuição de energia elétrica**. Rio de Janeiro, Brazil: Synergia Editora, 2015.
EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Critérios de Garantia de Suprimento**. . [S.l: s.n.]. , 2020
EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE e MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**. . [S.l: s.n.]. , 2019
ERSE, Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. **Regulamento N.º 4/2021**. , 2021. Disponível em: <https://www.erse.pt/media/zq1bwmny/regulamento-erse-n-%C2%BA-4_2021.pdf>.
FERREIRA, Aurélio Buarque de Holanda. **Dicionário Aurélio**. 5ª edição ed. [S.l.]: Positivo, 2010.
FORGHANI-ELAHABAD, Majid e KAGAN, Nelson. **An approximate approach for reliability evaluation of a multistate flow network in terms of minimal cuts**. Journal of Computational Science, v. 33, p. 61–67, Abr 2019.
FUGIMOTO, Sérgio Kinya. **A universalização do serviço de energia elétrica acesso e uso contínuo.** 2005. Dissertação de mestrado – Universidade de São Paulo, 2005. Disponível em: <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-27052009-150949/>. Acesso em: 7 mar 2018.
FUMAGALLI, E. e SCHIAVO, L. e DELESTRE, F. **Service Quality Regulation in Electricity Distribution and Retail**. [S.l.]: Springer Berlin Heidelberg, 2007. Disponível em: <https://books.google.com.br/books?id=6-YLIjKP5hQC>. (Power Systems).
GIANNINI PEREIRA, Marcio e VASCONCELOS FREITAS, Marcos Aurélio e DA SILVA, Neilton Fidelis. **The challenge of energy poverty: Brazilian case study**. Energy Policy, v. 39, n. 1, p. 167–175, 1 Jan 2011.
GOLDEMBERG, J. **Energia, Meio Ambiente e Desenvolvimento**. [S.l.]: Edusp, 1998. Disponível em: <https://books.google.com.br/books?id=9zlhAAAACAAJ>.
GOLDEMBERG, José e VILLANUEVA, Luz Dondero e KOCH, Andre. **Energia, meio ambiente e desenvolvimento**. São Paulo: EDUSP, 2003.
GÓMEZ, Maria F. e SILVEIRA, Semida. **Rural electrification of the Brazilian Amazon – Achievements and lessons**. Energy Policy, The socio-economic transition towards a hydrogen economy - findings from European research, with regular papers. v. 38, n. 10, p. 6251–6260, 1 Out 2010.
GOUVÊA, Marcos Roberto. **Bases conceituais para o planejamento de investimentos em sistemas de distribuição de energia elétrica**. 1993. São Paulo, 1993.
GRIGG, C. e colab. **The IEEE Reliability Test System-1996. A report prepared by the Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 14, n. 3, p. 1010–1020, Ago 1999.
GROWTISCH, Christian e colab. **"Social cost-efficient service quality - Integrating customer valuation in incentive regulation: Evidence from the case of Norway"**. Energy Policy, n. 38, p. 2536–2544, 2010.
INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (Org.). **Sinopse do censo demográfico, 2010**. Rio de Janeiro: IBGE, 2011. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/sociais/populacao/9662-censo-demografico-2010.html>. Acesso em: 27 fev 2021.
JANNUZZI, Antonio Cezar. **Regulação da qualidade de energia elétrica sob o foco do consumidor**. 2007. Dissertação de mestrado – Universidade de Brasília, 2007.
KAGAN, Nelson e ET AL. "Regulação da Qualidade do Fornecimento". EL HAGE, F.; DELGADO, M. (Org.). . Regulação Técnica e Econômica em Monopólios Naturais: Reflexões conceituais e metodológicas no setor de distribuição de energia elétrica. 1. ed. [S.l.]: Synergia, 2015. p. 269–345.
KAGAN, Nelson e OLIVEIRA, Carlos César Barioni De e ROBBA, Ernesto João. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2ª edição ed. [S.l.]: Blucher, 2010.
KORKOVELOS, Alexandros e colab. **A Retrospective Analysis of Energy Access with a Focus on the Role of Mini-Grids**. Sustainability, v. 12, n. 5, p. 1793, 27 Fev 2020.
KORNATKA, Mirosiaw. Distribution of SAIDI and SAIFI indices and the saturation of the MV network with remotely controlled switches. In: 2017 18TH INTERNATIONAL SCIENTIFIC CONFERENCE ON ELECTRIC POWER ENGINEERING (EPE), Maio 2017, [S.l: s.n.], Maio 2017. p. 1–4.
MACHADO SALES, Renan e colab. Forecast of steady-state voltage problems considering simulation and socio-environmental information. In: 25TH INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION ON ELECTRICITY DISTRIBUTION (CIRED 2019), 3 Jun 2019, Madrid, Spain. Anais... Madrid, Spain: AIM, 3 Jun 2019. Disponível em: <https://www.cired-repository.org/handle/20.500.12455/749>. Acesso em: 27 fev 2021.
MAGALHÃES, Cecilia Helena Negri De. **Recursos operativos no planejamento de expansão de sistemas de potência.** 2009. text – Universidade de São Paulo, 2009. Disponível em: <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-01062009-162542/>. Acesso em: 22 mar 2021.
MANKIW, N. Gregory. **Introdução À Economia**. Tradução Da 8ª Edição Norte-Americana ed. [S.l.]: Cengage Learning, 2019.

MARCHAND, Robert e colab. **Examining the relationship between energy poverty and measures of deprivation**. Energy Policy, v. 130, p. 206–217, Jul 2019.
MASSAUD, A.G. e SCHILLING, M.T. e HERNANDEZ, J.P. **Electricity restriction costs**. IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, v. 141, n. 4, p. 299, 1994.
MORAN, P. A. P. **Notes on Continuous Stochastic Phenomena**. Biometrika, v. 37, n. 1/2, p. 17, Jun 1950.
MUNASINGHE, Mohan e GELLERSON, Mark. **"Economic Criteria for Optimizing Power System Reliability Levels"**. The Bell Journal of Economics, v. 10, n. 1, p. 353–65, 1979.
PAMPLONA, Nicola. **Maintenance Failures Led to The Blackout in Amapá, Says Aneel**. Disponível em: <https://www1.folha.uol.com.br/internacional/en/business/2021/02/maintenance-failures-led-to-the-blackout-in-amapa-says-aneel.shtml>. Acesso em: 22 mar 2021.
PELEGRINI, Marcelo Aparecido. **A regulação das cooperativas de eletrificação rural.** 2003. text – Universidade de São Paulo, 2003. Disponível em: <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-14082009-183056/>. Acesso em: 1 abr 2021.
PEREIRA, Marcio Giannini e FREITAS, Marcos Aurélio Vasconcelos e DA SILVA, Neilton Fidelis. **Rural electrification and energy poverty: Empirical evidences from Brazil**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 14, n. 4, p. 1229–1240, Maio 2010.
PEREZ, Gonzalez e PAOLA, Jenny. **Qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica: indicadores, limites, compensações e incentivos regulatórios.** 2016. text – Universidade de São Paulo, 2016. Disponível em: <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-08032017-082344/>. Acesso em: 24 mar 2021.
POSNER, Richard A. **Theories of Economic Regulation**. Working Paper, nº 41. [S.l.]: National Bureau of Economic Research, Maio 1974. Disponível em: <http://www.nber.org/papers/w0041>. Acesso em: 9 mar 2020.
PRATI, Ronaldo Cristiano. **Novas abordagens em aprendizado de máquina para a geração de regras, classes desbalanceadas e ordenação de casos**. 2006. Doutorado em Ciências de Computação e Matemática Computacional – Universidade de São Paulo, São Carlos, 2006. Disponível em: <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/55/55134/tde-01092006-155445/>. Acesso em: 27 fev 2021.
PRIMC, Kaja e SLABE-ERKER, Renata. **Social policy or energy policy? Time to reconsider energy poverty policies**. Energy for Sustainable Development, v. 55, p. 32–36, Abr 2020.
REIS, Lineu Belico Dos e CUNHA, Eldis Camargao Neves Da. **Energia elétrica e sustentabilidade: aspectos tecnológicos, socioambientais e legais**. 1.ed ed. Barueri, SP: Ed. Manole [u.a.], 2006. (Coleção Ambiental).
REIS, Lineu Belico Dos e FADIGAS, Eliane A. Amaral e CARVALHO, Cláudio Elias. **Energia, recursos naturais e a prática do desenvolvimento sustentável**. 1a. ed ed. Barueri, SP, Brasil: Manole, 2005. (Coleção Ambiental).
SANTOS, Milton. **Pobreza Urbana**. 1ª edição ed. São Paulo: Edusp, 2009.
SAPPINGTON, David E. M. **Regulating Service Quality: A Survey**. Journal of Regulatory Economics, v. 27, n. 2, p. 123–154, Mar 2005.
SCHWAB, Klaus. **The Global Competitiveness Report 2019**. . [S.l.]: World Economic Forum. Disponível em: <https://www.google.com/url?client=internal-element-cse&cx=005374784487575532108:zwr8u4lxoba&q=http://www3.weforum.org/docs/WEF_TheGlobalCompetitivenessReport2019.pdf>. , 2019
SÉRGIO GUIMARÃES FERREIRA e MAÍNA CELIDONIO. Carências no acesso a serviços e informalidade nas favelas cariocas: dialogando com as recentes pesquisas domiciliares e de estabelecimentos. PINHEIRO, A. C. e colab. (Org.). . Rio de Janeiro: um estado em transição. 1a. edição ed. Rio de Janeiro, RJ, Brasil: FGV : IBRE Editora, 2012. .
SERRA BALDISSIN, Diogo e colab. **A Combined Planning and Simulation Approach for Smart Grid Reliability Analysis**. [S.l.]: AIM, 2019. Disponível em: <https://www.cired-repository.org/handle/20.500.12455/821>. Acesso em: 4 mar 2021.
SHARMA, Vanika e colab. **Effects of high solar photovoltaic penetration on distribution feeders and the economic impact**. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 131, p. 110021, Out 2020.
SHAVUKA, O. e colab. Reliability analysis of distribution networks. In: 2010 INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER SYSTEM TECHNOLOGY - (POWERCON 2010), Out 2010, Zhejiang, Zhejiang, China. Anais... Zhejiang, Zhejiang, China: IEEE, Out 2010. p. 1–6. Disponível em: <http://ieeexplore.ieee.org/document/5666066/>. Acesso em: 11 abr 2021.
SIEVERT, Maximiliane e STEINBUKS, Jevgenijs. **Willingness to pay for electricity access in extreme poverty: Evidence from sub-Saharan Africa**. World Development, v. 128, p. 104859, 1 Abr 2020.
SINAPGRID. https://sinapsisenergia.com.br/en/produto/sinapgrid-3/: Sinapsis Inovação Em Energia, 2021. Disponível em: <https://sinapsisenergia.com.br/en/produto/sinapgrid-3/>. Acesso em: 10 mar 2021.
SLOUGH, Tara e URPELAINEN, Johannes e YANG, Joonseok. **Light for all? Evaluating Brazil's rural electrification progress, 2000–2010**. Energy Policy, v. 86, p. 315–327, Nov 2015.
STAFF, Reuters. **Brazilian state of Amapa blacked out by power station fire**. Reuters, 5 Nov 2020. Disponível em: <https://www.reuters.com/article/brazil-blackout-idUSL1N2HR39W>. Acesso em: 22 mar 2021.

STIGLER, George J. **The Theory of Economic Regulation**. The Bell Journal of Economics and Management Science, v. 2, n. 1, p. 3, 1971.
SUSAN ATHEY. The Impact of Machine Learning on Economics. The economics of artificial intelligence: an agenda. [S.l: s.n.], 2019. p. 507–547.
TANURE, José Eduardo Pinheiro Santos e TAHAN, Carlos Márcio Vieira. **Proposta de procedimentos e metodologia para estabelecimento de metas de qualidade (DEC e FEC) para concessionárias de distribuição de energia elétrica através da análise comparativa**. 2004. 248 f. São Paulo, 2004.
VASCONCELOS, Paulo Sérgio. **Um Modelo para Estimar o Custo Econômico do Déficit de Energia Elétrica no Brasil Utilizando Análise Insumo-Produto**. 2014. Tese – UFRJ/COPPE, Rio de Janeiro, Brasil, 2014.
WOOLDRIDGE, Jeffrey M. **Introductory econometrics: a modern approach**. Seventh edition ed. Boston, MA: Cengage Learning, 2020.
YERGIN, D. **A busca: Energia, segurança e reconstrução do mundo moderno**. [S.l.]: Editora Intrinseca, 2014. Disponível em: <https://books.google.com.br/books?id=cP88BAAAQBAJ>.
ZOU, Yong e colab. **Complex network approaches to nonlinear time series analysis**. Physics Reports, Complex network approaches to nonlinear time series analysis. v. 787, p. 1–97, 21 Jan 2019.

Anexo I – Dados obtidos da base SINAPGRID

Os dados da rede elétrica e das cargas puderam ser obtidos da base do SINAPGRID, a partir do Módulo SINAPbatch, os quais foram agregados nas seguintes tabelas:

- **Carga**: contém dados de consumidores supridos em média tensão (MT) ou baixa tensão (BT), os quais são apresentados na Tabela 30;
- **Rede**: contém dados agregados de alimentadores e de redes BT, conforme Tabela 31;
- **TrafoMTBT**: contém dados de transformadores MT/BT; e
- **TrechoBT**: contém os trechos (BT) conectados logo a jusante do secundário dos transformadores MT/BT.

Os dados foram obtidos para todas as redes disponíveis da empresa. Houve processo de validação e atualização de dados para que o fluxo de potência representasse fidedignamente a rede elétrica em campo. As variáveis apresentadas, na ordem de centena, são uma parcela do total de variáveis disponíveis no SINAPGRID, as quais foram avaliadas como possíveis impactantes de problemas de tensão.

Tabela 30 Dados para descrição da carga elétrica (consumidor)

Campo	Comentário
strCargaCodigo	Identifica o consumidor
intAno	Ano de referência
intMes	Mês de referência
strCargaGrupo	Grupo tarifário (A ou B)
strRedeCodigo	Identifica alimentador ou rede BT, dependendo do grupo tarifário
strBarraCodigo	Identifica a barra do consumidor
intBarraUtmX	Posição X da coordenada UTM
intBarraUtmY	Posição Y da coordenada UTM
fltConsumoFaturado	Consumo mensal faturado
intTipoCurvaId	Informação interna
fltCurvaCargaAjustQPat01	Potência reativa trifásica na hora 01
fltCurvaCargaAjustQPat02	Potência reativa trifásica na hora 02
fltCurvaCargaAjustQPat03	Potência reativa trifásica na hora 03
fltCurvaCargaAjustQPat04	Potência reativa trifásica na hora 04
fltCurvaCargaAjustQPat05	Potência reativa trifásica na hora 05
fltCurvaCargaAjustQPat06	Potência reativa trifásica na hora 06
fltCurvaCargaAjustQPat07	Potência reativa trifásica na hora 07
fltCurvaCargaAjustQPat08	Potência reativa trifásica na hora 08
fltCurvaCargaAjustQPat09	Potência reativa trifásica na hora 09
fltCurvaCargaAjustQPat10	Potência reativa trifásica na hora 10

Campo	Comentário
fltCurvaCargaAjustQPat11	Potência reativa trifásica na hora 11
fltCurvaCargaAjustQPat12	Potência reativa trifásica na hora 12
fltCurvaCargaAjustQPat13	Potência reativa trifásica na hora 13
fltCurvaCargaAjustQPat14	Potência reativa trifásica na hora 14
fltCurvaCargaAjustQPat15	Potência reativa trifásica na hora 15
fltCurvaCargaAjustQPat16	Potência reativa trifásica na hora 16
fltCurvaCargaAjustQPat17	Potência reativa trifásica na hora 17
fltCurvaCargaAjustQPat18	Potência reativa trifásica na hora 18
fltCurvaCargaAjustQPat19	Potência reativa trifásica na hora 19
fltCurvaCargaAjustQPat20	Potência reativa trifásica na hora 20
fltCurvaCargaAjustQPat21	Potência reativa trifásica na hora 21
fltCurvaCargaAjustQPat22	Potência reativa trifásica na hora 22
fltCurvaCargaAjustQPat23	Potência reativa trifásica na hora 23
fltCurvaCargaAjustQPat24	Potência reativa trifásica na hora 24
fltCurvaCargaAjustPPat01	Potência ativa trifásica na hora 01
fltCurvaCargaAjustPPat02	Potência ativa trifásica na hora 02
fltCurvaCargaAjustPPat03	Potência ativa trifásica na hora 03
fltCurvaCargaAjustPPat04	Potência ativa trifásica na hora 04
fltCurvaCargaAjustPPat05	Potência ativa trifásica na hora 05
fltCurvaCargaAjustPPat06	Potência ativa trifásica na hora 06
fltCurvaCargaAjustPPat07	Potência ativa trifásica na hora 07
fltCurvaCargaAjustPPat08	Potência ativa trifásica na hora 08
fltCurvaCargaAjustPPat09	Potência ativa trifásica na hora 09
fltCurvaCargaAjustPPat10	Potência ativa trifásica na hora 10
fltCurvaCargaAjustPPat11	Potência ativa trifásica na hora 11
fltCurvaCargaAjustPPat12	Potência ativa trifásica na hora 12
fltCurvaCargaAjustPPat13	Potência ativa trifásica na hora 13
fltCurvaCargaAjustPPat14	Potência ativa trifásica na hora 14
fltCurvaCargaAjustPPat15	Potência ativa trifásica na hora 15
fltCurvaCargaAjustPPat16	Potência ativa trifásica na hora 16
fltCurvaCargaAjustPPat17	Potência ativa trifásica na hora 17
fltCurvaCargaAjustPPat18	Potência ativa trifásica na hora 18
fltCurvaCargaAjustPPat19	Potência ativa trifásica na hora 19
fltCurvaCargaAjustPPat20	Potência ativa trifásica na hora 20
fltCurvaCargaAjustPPat21	Potência ativa trifásica na hora 21
fltCurvaCargaAjustPPat22	Potência ativa trifásica na hora 22
fltCurvaCargaAjustPPat23	Potência ativa trifásica na hora 23
fltCurvaCargaAjustPPat24	Potência ativa trifásica na hora 24
fltMaiorDemandaValor	Maior potência ativa trifásica ao longo das 24 horas
intMaiorDemandaHorario	Hora da maior potência ativa trifásica ao longo das 24 horas
fltMenorDemandaValor	Menor potência ativa trifásica ao longo das 24 horas
intMenorDemandaHorario	Hora da menor potência ativa trifásica ao longo das 24 horas
strCargaClasseCodigo	Identifica a classe de consumo (existem casos de classe A4)
fltBarraVnom	Tensão nominal do consumidor

Campo	Comentário
strFases	Fases do consumidor (A, B, C, ABC...)
fltRamalComprimento	Comprimento do ramal de ligação, se o consumidor for do grupo B
strRamalTipo	Arranjo do ramal de ligação (informação do cabo)
fltRRamal	Resistência sequência positiva do ramal de ligação
fltXRamal	Reatância sequência positiva do ramal de ligação
fltDistEletBarraCliBarraTrafo	Distância entre o consumidor e o transformador MT/BT (será zero para consumidores do grupo A)
fltRBarraCliBarraTrafo	Resistência sequência positiva entre o consumidor e o secundário do transformador MT/BT
fltXBarraCliBarraTrafo	Reatância sequência positiva entre o consumidor e o secundário do transformador MT/BT
strTrafoCodigo	Identifica o código da rede BT (nulo se o consumidor for do grupo A)
strAlimCodigo	Identifica o código do alimentador
fltTensaoPat01	Média das tensões fase-neutro no consumidor na hora 01
fltTensaoPat02	Média das tensões fase-neutro no consumidor na hora 02
fltTensaoPat03	Média das tensões fase-neutro no consumidor na hora 03
fltTensaoPat04	Média das tensões fase-neutro no consumidor na hora 04
fltTensaoPat05	Média das tensões fase-neutro no consumidor na hora 05
fltTensaoPat06	Média das tensões fase-neutro no consumidor na hora 06
fltTensaoPat07	Média das tensões fase-neutro no consumidor na hora 07
fltTensaoPat08	Média das tensões fase-neutro no consumidor na hora 08
fltTensaoPat09	Média das tensões fase-neutro no consumidor na hora 09
fltTensaoPat10	Média das tensões fase-neutro no consumidor na hora 10
fltTensaoPat11	Média das tensões fase-neutro no consumidor na hora 11
fltTensaoPat12	Média das tensões fase-neutro no consumidor na hora 12
fltTensaoPat13	Média das tensões fase-neutro no consumidor na hora 13
fltTensaoPat14	Média das tensões fase-neutro no consumidor na hora 14
fltTensaoPat15	Média das tensões fase-neutro no consumidor na hora 15
fltTensaoPat16	Média das tensões fase-neutro no consumidor na hora 16
fltTensaoPat17	Média das tensões fase-neutro no consumidor na hora 17
fltTensaoPat18	Média das tensões fase-neutro no consumidor na hora 18
fltTensaoPat19	Média das tensões fase-neutro no consumidor na hora 19
fltTensaoPat20	Média das tensões fase-neutro no consumidor na hora 20
fltTensaoPat21	Média das tensões fase-neutro no consumidor na hora 21
fltTensaoPat22	Média das tensões fase-neutro no consumidor na hora 22
fltTensaoPat23	Média das tensões fase-neutro no consumidor na hora 23
fltTensaoPat24	Média das tensões fase-neutro no consumidor na hora 24
fltTensaoMin	Menor valor de tensão fase-neutro dentre todas as fases ao longo das 24 horas
fltTensaoMax	Maior valor de tensão fase-neutro dentre todas as fases ao longo das 24 horas
fltIndTensaoPrecaria	Indicador DRP considerando 24 medições
fltIndTensaoCritica	Indicador DRC considerando 24 medições

Tabela 31 Dados para descrição agregada de rede elétrica

Campo	Comentário
strRedeCodigo	Identifica código do alimentador ou da rede BT, dependendo do tipo da rede
intAno	Ano de referência
intMes	Mês de referência
strTipoRedeCodigo	Indica se é alimentador (MT) ou rede BT (BT)
intNumConsTotal	Quantidade total de consumidores
intNumConsRes	Quantidade de consumidores residenciais
intNumConsCom	Quantidade de consumidores comerciais
intNumConsInd	Quantidade de consumidores industriais
intNumConsRur	Quantidade de consumidores rurais
intNumConsOut	Quantidade de consumidores de outras classes
intNumConsA4	Quantidade de consumidores A4
fltDemandaMensalTotal	Soma a demanda nominal de todas as cargas ao longo das 24 horas e determina o maior valor
fltDemandaMensalMedia	Valor médio da demanda nominal total ao longo das 24 horas
fltDemandaMensalDesvio	Desvio padrão da demanda em relação à média
intAreaUtmX1	Coordenada X em UTM do ponto 1, que determina área retangular da rede
intAreaUtmY1	Coordenada Y em UTM do ponto 1, que determina área retangular da rede
intAreaUtmX2	Coordenada X em UTM do ponto 2, que determina área retangular da rede
intAreaUtmY2	Coordenada Y em UTM do ponto 2, que determina área retangular da rede
fltComprimentoTotal	Soma de todos os trechos do alimentador ou rede BT
fltComprimentoFaseA	Soma de todos os trechos do alimentador ou rede BT que possuem somente fase A
fltComprimentoFaseB	Soma de todos os trechos do alimentador ou rede BT que possuem somente fase B
fltComprimentoFaseC	Soma de todos os trechos do alimentador ou rede BT que possuem somente fase C
fltComprimentoABC	Soma de todos os trechos do alimentador ou rede BT trifásicos

Tabela 32 Dados para descrição do transformador

Campo	Comentário
strTrafoCodigo	Identifica o transformador MT/BT
intAno	Ano de referência
intMes	Mês de referência
fltPotenciaNom	Potência nominal do transformador
fltTensaoNomPri	Tensão nominal no lado primário
fltTensaoNomSec	Tensão nominal no lado secundário
fltTensaoTapPri	Tensão de tap no lado primário
fltTensaoTapSec	Tensão de tap no lado secundário
fltDistEletSuprimento	Distância elétrica entre a subestação (disjuntor) e o transformador
fltRSuprimento	Resistência sequência positiva entre a subestação (disjuntor) e o lado primário do transformador

Campo	Comentário
fltXSuprimento	Reatância sequência positiva entre a subestação (disjuntor) e o lado primário do transformador
intNumRegMontante	Quantidade de reguladores de tensão a montante do transformador
fltDemandaMin	Menor potência ativa trifásica passando no primário do transformador
fltDemandaMed	Média em 24 horas da potência ativa trifásica passando no primário do transformador
fltDemandaMax	Maior potência ativa trifásica passando no primário do transformador
fltDemandaDesvio	Desvio padrão da potência ativa trifásica em relação à média
fltTensaoBTMin	Menor tensão média entre fases no lado secundário do transformador, ao longo de 24 horas
fltTensaoBTMed	Média das tensões médias entre fases no lado secundário do transformador, ao longo de 24 horas
fltTensaoBTMax	Maior tensão média entre fases no lado secundário do transformador, ao longo de 24 horas
fltTensaoBTDesvio	Desvio padrão da tensão média entre fases no lado secundário do transformador, ao longo de 24 horas, em relação à média
fltTensaoMTMin	Menor tensão média entre fases no lado primário do transformador, ao longo de 24 horas
fltTensaoMTMed	Média das tensões médias entre fases no lado primário do transformador, ao longo de 24 horas
fltTensaoMTMax	Maior tensão média entre fases no lado primário do transformador, ao longo de 24 horas
fltTensaoMTDesvio	Desvio padrão da tensão média entre fases no lado primário do transformador, ao longo de 24 horas, em relação à média
strAlimentadorCodigo	Identifica o alimentador que supre o transformador
fltDRCMT	Indicador DRC considerando 24 medições no lado primário
fltDRPMT	Indicador DRP considerando 24 medições no lado primário
fltDRCBT	Indicador DRC considerando 24 medições no lado secundário
fltDRPBT	Indicador DRP considerando 24 medições no lado secundário
strCaboTipo	Arranjo (cabo, bitola) do trecho de alimentador mais perto da fonte, ligado ao transformador
intCoordX	Coordenada X UTM da barra primária
intCoordY	Coordenada Y UTM da barra primária

Tabela 33 Dados para descrição de trechos de baixa tensão (BT)

Campo	Comentário
intTrechoId	Identifica o trecho BT (único)
intAno	Ano de referência
intMes	Mês de referência
strTrechoCodigo	Identifica o trecho BT (código do Sinap)
strTrafoCodigo	Identifica o transformador MT/BT
intArranjoId	ID do arranjo do trecho BT ligado ao secundário do transformador MT/BT
fltComprimento	Comprimento do trecho
fltPmax	Maior potência ativa trifásica, sendo a maior dentre os 24 patamares
fltImaxFase	Maior corrente dentre as fases, sendo a maior dentre os 24 patamares também