



**Universidade Federal de Campina Grande**

**Centro de Engenharia Elétrica e Informática**

Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

ANTENOR DE AQUINO SALLES NETO

**QUALIDADE DA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO  
BRASIL**

Campina Grande, Paraíba  
Maio de 2016

ANTENOR DE AQUINO SALLES NETO

QUALIDADE DA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO  
BRASIL

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à  
Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica da  
Universidade Federal de Campina Grande como  
parte dos requisitos necessários para a obtenção do  
grau de Bacharel em Ciências no Domínio da  
Engenharia Elétrica.*

Orientador:

Professor Washington Luiz Araújo Neves, Ph. D.

Campina Grande, Paraíba  
Maio de 2016

ANTENOR DE AQUINO SALLES NETO

# QUALIDADE DA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Bacharel em Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica.*

Aprovado em        /        /

**Professor Avaliador**  
Universidade Federal de Campina Grande  
Avaliador

**Professor Washington Luiz Araújo Neves, Ph. D.**  
Universidade Federal de Campina Grande  
Orientador, UFCG

Dedico este trabalho à minha mãe Lêda Coelho Salles dos Santos pelo carinho, apoio e paciência ao longo desta jornada.

## AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Lêda Salles e Marcos Santos, pelo apoio, confiança, carinho e ensinamentos que me possibilitaram alcançar este feito magnífico. A minha irmã Sarah Salles pela companhia e amizade que tornaram esta jornada mais agradável e gratificante. A Oswaldo Salles pela amizade e parceria. A todos os membros de minha família, em especial a Theo Salles, Mirtes Salles, Marcos Salles, Lívia Salles, Ângela Salles e Bruna Salles que sempre torceram pelo meu sucesso. Aos meus avós Antenor Salles, Lêda Coelho, Tude Soares e José Florêncio por toda sabedoria transmitida.

A Nathalia Almeida pelo carinho, companheirismo e paciência, assim como pelas referências, formatação e apresentação deste trabalho, como se não fosse bastante, a quem prometi um parágrafo de agradecimentos.

A todos os professores e servidores dessa instituição, em especial ao meu orientador, professor Washington Neves, a quem eu tenho grande respeito e admiração.

Aos amigos, alguns de longa data outros adquiridos durante a graduação, Sóstenes Sales, Ideltônio Moreira, Alberto Catão, Tito Tácio, Antônio Cláudio, Eduardo Lemos, Romão Pimentel, Ramon José, Bruno Golzio, Guilherme Correia e Carlos Frederico.

*“A vitória aguarda aquele que tem  
tudo em ordem - sorte é como  
as pessoas chamam isso.”*  
Roald Amundsen.

## RESUMO

O presente trabalho tem por objetivo avaliar o desempenho das concessionárias de distribuição de energia elétrica brasileiras com relação a qualidade do produto comercializado e dos serviços prestados. A avaliação destas tem início a partir da apresentação dos sistemas de distribuição típicos e da descrição dos principais distúrbios que influenciam na qualidade do fornecimento de energia elétrica. No referente a regulação aplicada, são descritas as terminologias, os fenômenos, os parâmetros e valores de referência estabelecidos quanto as perturbações nas formas de onda da tensão fornecida, assim como apresentados os indicadores individuais e coletivos de continuidade, definidos nos Procedimentos de Distribuição elaborados pela ANEEL, que possibilitam a avaliação dos serviços prestados. Na sequência, são detalhados os incentivos regulatórios adotados com o objetivo de elevar a qualidade do fornecimento de energia e os impactos destas ações nos reajustes e revisões tarifárias. Por fim, são apresentados comparativos entre as distribuidoras quanto as suas performances com relação aos indicadores de conformidade de nível de tensão, coletivos de continuidade e tempo médio de atendimento as ocorrências emergenciais.

**Palavras-chave:** Qualidade do Fornecimento, Qualidade da Energia Elétrica, PRODIST, Indicadores de Continuidade, Análise Comparativa de Desempenho.

## ABSTRACT

This paper aims to evaluate the performance of national electric supply companies regarding the quality of the product and services provided. The evaluation initiates presenting a typical power distribution system and describing the main disturbances that affect the quality of the electricity distributed. Regarding the current regulation's standards, it describes the terminologies, the phenomena, the parameters and the reference values concerning disturbances of the voltage waveform, as well as it presents the continuity indicators, provided by ANEEL at PRODIST, whereby it is possible to measure the services' quality. In sequence, it details some regulatory incentives adopted to increase electricity supply quality, and the impacts of these actions at the tariff arrangements. Lastly, it presents a comparison based on the electric supply companies about the voltages levels conformity indicators, continuity indicators and average service time to emergencies situations indicators.

**Keywords:** Supply Quality, .Electricity Quality, Continuity Indicators, Analysis Performance Comparison.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

<b>Figura 1</b> - Diagrama unifilar de um sistema de distribuição a partir da subtransmissão. ....	3
<b>Figura 2</b> - Tipos de redes primárias: (a) isolada; (b) convencional; (c) compacta e (d) subterrânea. ....	6
<b>Figura 3</b> - Configuração radial simples. ....	6
<b>Figura 4</b> - Configuração radial com recurso. ....	7
<b>Figura 5</b> - (a) Interrupção momentânea e (b) Interrupção temporária. ....	11
<b>Figura 6</b> - Localização das faltas no Sistema Elétrico. ....	12
<b>Figura 7</b> - Variação de tensão devido à falta em alimentador paralelo ao do consumidor. ....	12
<b>Figura 8</b> - Representação da elevação de tensão devido à falta fase terra. ....	13
<b>Figura 9</b> - Tensões de linha em um sistema trifásico desequilibrado. ....	18
<b>Figura 10</b> - Flutuação de tensão causada por um forno a arco. ....	19
<b>Figura 11</b> - Faixa de tensão em relação à referência. ....	21
<b>Figura 12</b> - Curvas para o modelo aplicado para o Indicador DEC. ....	45
<b>Figura 13</b> - Histórico de apuração e limites propostos para os indicadores globais da ELEKTRO. ....	52
<b>Figura 14</b> - Evolução do número de compensações e dos valores pagos de compensações por inconformidade de nível de tensão. ....	54
<b>Figura 15</b> - Evolução do DEC e FEC no Brasil para os anos de 2006 a 2015. ....	57
<b>Figura 16</b> - Evolução do DEC e FEC para distribuidora CEMAR. ....	59
<b>Figura 17</b> - Evolução do DEC e FEC para distribuidora CELG-D. ....	60
<b>Figura 18</b> - Quantidade de compensações por transgressões dos limites de continuidade. ....	61
<b>Figura 19</b> - Valores das compensações por transgressões dos limites de continuidade. ....	61
<b>Figura 20</b> - Média dos tempos médios de atendimento das ocorrências emergenciais por região entre os anos de 2010 e 2015. ....	64
<b>Figura 21</b> - Subdivisões do tempo de atendimento médio das ocorrências emergenciais entre os anos de 2010 a 2015. ....	64
<b>Figura 22</b> - Média das ocorrências emergenciais por região entre os anos de 2010 e 2015. ....	65
<b>Figura 23</b> - Evolução do TMA e número de ocorrências para as distribuidoras AES-SUL e COPEL-DIS. ....	66

## LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica  
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica  
ANI – Atributo Normalizado Individual  
AT – Alta Tensão  
BT – Baixa Tensão  
DGC – Desempenho Global de Continuidade  
DIC – Duração de Interrupção Individual do Consumidor  
DICRI – Duração de Interrupção Individual em dia Crítico por Unidade Consumidora  
DMIC – Duração Máxima de Interrupção Contínua  
DRC - Duração Relativa da Transgressão para Tensão Crítica  
DRC<sub>E</sub> – Duração Relativa de Transgressão de Tensão Crítica Equivalente  
DRC<sub>m</sub> – Duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Crítica  
DRP – Duração Relativa da Transgressão para Tensão Precária  
DRP<sub>E</sub> – Duração Relativa de Transgressão de Tensão Precária Equivalente  
DRP<sub>m</sub> – Duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Precária  
DTT – Distorção Harmônica Total de Tensão  
FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora  
FER – Frequência Equivalente de Reclamação  
FIC – Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor  
IAb – Indicador de Abono do Atendimento Telefônico  
IASC – Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor  
ICC – Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica  
ICO – Indicador de Chamadas Ocupadas do Atendimento Telefônico  
INS – Indicador de Nível de Serviço do Atendimento Telefônico  
MT – Média Tensão  
NIE – Número de Ocorrências Emergenciais com Interrupção de Energia Elétrica  
PLT – Probability Long Term  
PRODIST – Procedimentos de Distribuição  
PST – Probability Short Term  
QEE – Qualidade de Energia Elétrica  
SEP – Sistemas Elétricos de Potência  
TD – Tempo de Deslocamento  
TE – Tempo de Execução  
TMA – Tempo Médio de Atendimento  
TMAE – Tempo Médio de Atendimento a Ocorrências Emergenciais  
TMD – Tempo Médio de Deslocamento

TME – Tempo Médio de Execução

TMP – Tempo Médio de Preparação

TP – Tempo de Preparação

TR – Tensão de Referência

UC – Unidade Consumidora

UPS – Uninterruptible Power Supply

VTCD – Variação de Tensão de Curta Duração

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 1</b> - Pontos de conexão em Tensão Nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV. ....	22
<b>Tabela 2</b> - Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (220/127). ....	22
<b>Tabela 3</b> - Valores de referência das distorções harmônicas totais (em porcentagem da tensão fundamental) .....	27
<b>Tabela 4</b> - Níveis de referência para distorções harmônicas individuais de tensão (em porcentagem da tensão fundamental).....	27
<b>Tabela 5</b> - Classificação das Variações de Tensão de Curta Duração. ....	30
<b>Tabela 6</b> - Limites de Continuidade Individuais. ....	38
<b>Tabela 7</b> - Indicadores técnicos e comerciais considerados na componente Q.....	43
<b>Tabela 8</b> - Valores finais dos pesos para concessionárias com mais de 60 mil unidades consumidoras. ....	44
<b>Tabela 9</b> - Variação nos percentis a serem utilizados para conjuntos heterogêneos com base no Score ANI. ....	50
<b>Tabela 10</b> - Concessionárias menos eficientes em relação a valores pagos por compensações.....	55
<b>Tabela 11</b> - Concessionárias menos eficientes em relação a quantidade de compensações pagas. ....	56
<b>Tabela 12</b> - Indicador DGC, mercado maior que 1 TWh. ....	58
<b>Tabela 13</b> - Contribuição das empresas com pior colocação no ranking de continuidade com relação a compensações. ....	62

# SUMÁRIO

1	Introdução.....	1
2	Sistemas Elétricos de Potência .....	2
2.1	Sistemas de Distribuição.....	3
2.1.1	Sistemas de Subtransmissão .....	4
2.1.2	Subestações de Distribuição .....	4
2.1.3	Distribuição Primária.....	4
2.1.4	Estações Transformadoras .....	8
2.1.5	Distribuição Secundária.....	8
3	Qualidade da Energia Elétrica .....	9
3.1	Distúrbios que Influenciam na Qualidade da Energia Elétrica .....	10
3.1.1	Interrupções .....	10
3.1.2	Afundamento de Tensão .....	11
3.1.3	Elevação de Tensão .....	13
3.1.4	Variações de Tensão de Longa Duração.....	13
3.1.5	Harmônicos.....	14
3.1.5.1	Valor RMS .....	14
3.1.5.2	Fator de Potência.....	15
3.1.5.3	Taxa de Distorção Harmônica.....	15
3.1.5.4	Distorção de Demanda Total.....	16
3.1.6	Desequilíbrio de Tensão .....	17
3.1.7	Flutuação de Tensão .....	18
4	Qualidade Na Distribuição .....	19
4.1	Qualidade do Produto .....	20
4.1.1	Tensão em Regime Permanente.....	20
4.1.1.1	Indicadores Individuais .....	22
4.1.1.2	Indicadores Coletivos .....	23
4.1.1.3	Processo de Medição amostral .....	23
4.1.1.4	Processo de Medição por Reclamação do Cliente.....	24
4.1.1.5	Compensação aos Consumidores .....	25
4.1.2	Fator de Potência .....	26
4.1.3	Harmônicos.....	26
4.1.4	Desequilíbrio de Tensão .....	27
4.1.5	Flutuação de Tensão .....	28
4.1.6	Varição de Tensão de Curta Duração .....	29
4.2	Qualidade do Serviço .....	30
4.2.1	Ocorrências.....	30
4.2.2	Indicadores de Tempo de Atendimento às Ocorrências Emergenciais .....	31

4.2.3	Indicadores de Continuidade .....	33
4.2.3.1	Indicadores de Continuidade Individual.....	33
4.2.3.2	Indicadores de Continuidade Coletivos.....	34
4.2.3.3	Limites de Continuidade de Serviço .....	37
4.2.3.4	Compensações.....	39
5	Incentivos Regulatórios à Qualidade do Fornecimento .....	40
5.1	Fator X.....	41
5.1.1	Componentes Ganho de Produtividade da Distribuição e Trajetória de Eficiência para os Custos Operacionais.....	41
5.1.2	Componente de Qualidade do Serviço.....	42
5.2	Análise Comparativa de Desempenho para o Estabelecimento dos Limites dos Indicadores DEC e FEC .....	46
6	Análise do Histórico dos Indicadores de Distribuição.....	53
6.1	Indicadores de Conformidade do Nível de Tensão .....	53
6.2	Indicadores Coletivos de Continuidade .....	56
6.2.1	Panorama Nacional.....	57
6.2.2	Ranking da Continuidade do Serviço .....	58
6.2.3	Compensação Pela Transgressão dos Limites de Continuidade .....	60
6.3	Tempo Médio de Atendimento às Ocorrências Emergenciais .....	63
6.3.1	Panorama Nacional.....	63
7	Conclusão .....	67
	<b>Bibliografia</b> .....	69
	ANEXO A – Desempenho das Empresas em Relação ao TMA .....	70

# 1 INTRODUÇÃO

Fornecer energia elétrica com qualidade tem sido o desafio de várias empresas de distribuição no Brasil e no mundo. Garantir o fornecimento ininterrupto, respeitando todas as especificações da regulação vigente e proporcionando aos clientes produto e serviços com excelência é uma tarefa complexa que envolve não apenas a companhia de distribuição, como também todas as empresas responsáveis pelo processo de geração e transmissão da energia elétrica.

Apesar de ser um serviço bastante universalizado, o segmento de mercado energia elétrica é um dos serviços públicos básicos que menos recebe reclamações, segundo dados do Procon de São Paulo, apresentando menores números de reclamações que operadoras de telecomunicações, bancos, financeiras e empresas de TV por assinatura. Porém, deve-se levar em consideração que os custos envolvidos pela falta de fornecimento ou pela ocorrência de distúrbios na rede elétrica ultrapassam em muito o valor do produto comercializado. Estes fenômenos geram prejuízos tanto para os pequenos clientes quanto aos grandes consumidores, principalmente pela tendência de automatização dos sistemas produtivos apresentado pelas indústrias atuais e a explosão do número de equipamentos eletrônicos encontrados nas residências.

Em um sistema de distribuição ideal não haveriam interrupções, desligamentos e falhas de equipamentos. As tensões em qualquer ponto do sistema seriam perfeitamente senoidais, equilibradas, com amplitude e frequência constantes, contudo, vários aspectos interferem e interagem com o sistema deteriorando a qualidade da energia elétrica fornecida.

Com a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão e comercialização de energia elétrica foi criada em 1996 a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), atuando em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal e vinculada ao Ministério de Minas e Energia.

Os sistemas de distribuição são responsáveis por distribuir a grande quantidade de energia dos sistemas de transmissão suprimindo as demandas dos consumidores, podendo ser considerado como o conjunto de instalações e equipamentos elétricos que operam, geralmente, em tensões inferiores a 230 kV, incluindo os sistemas de baixa tensão. O Brasil possui atualmente 63 concessionárias de distribuição de energia elétrica, todas reguladas pela ANEEL,

a partir dos contratos de concessão que estabelecem regras claras a respeito de tarifa, regularidade, continuidade, segurança, atualidade e qualidade dos serviços e do atendimento prestado aos consumidores.

Os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, documentos elaborados pela ANEEL, normatizam e padronizam as atividades relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição, sendo compostos por 8 módulos, incluindo o módulo que rege os procedimentos relativos à qualidade de energia elétrica (QEE), que aborda tanto a qualidade do produto como a qualidade dos serviços prestados.

Neste contexto, este trabalho visa expor os principais distúrbios que afetam a qualidade da energia elétrica fornecida pelas concessionárias de distribuição, bem como analisar a qualidade dos serviços prestados, com base nos indicadores de continuidade e de conformidade dos serviços de distribuição, e a partir das normas da regulação vigente estabelecer a relação entre a qualidade da energia fornecida e as revisões e os reajustes tarifários. Sendo possível, por fim, realizar um comparativo entre as melhores práticas e investimentos, a respeito do tema, e sugerir novas abordagens e perspectivas para o setor.

## **2 SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA**

Os Sistemas Elétricos de Potência (SEP) são usualmente definidos como o conjunto de instalações e equipamentos que operam em conjunto viabilizando o fornecimento da energia elétrica para os consumidores finais. A estrutura destes sistemas compreende três grandes áreas: a geração, a transmissão e a distribuição.

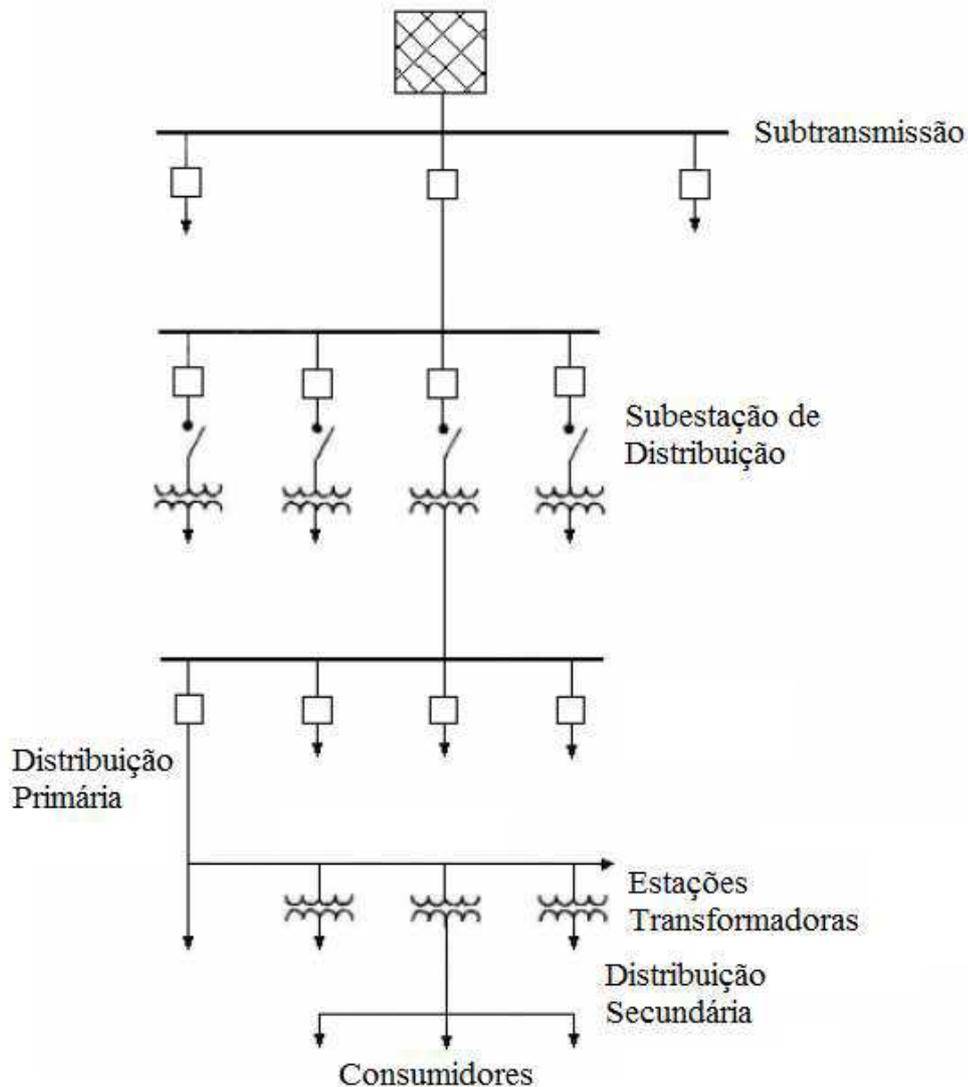
A operação do sistema deve atender a determinados padrões de confiabilidade, disponibilidade, qualidade e segurança, ou seja, o SEP deve manter-se com baixa probabilidade de ocorrência de falhas de componentes, partes ou sistemas, garantindo que o mesmo esteja operando adequadamente quando solicitado, provendo aos usuários energia elétrica de qualidade, em conformidade com a regulação vigente, mesmo quando submetido aos distúrbios que possam ocorrer no sistema.

## 2.1 SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Os sistemas de distribuição garantem aos consumidores acesso ao sistema elétrico de potência. Os mesmos encontram-se presentes nos centros de carga, inseridos ao longo das ruas conectando fisicamente os sistemas de transmissão, conseqüentemente as unidades geradoras, aos consumidores finais de energia elétrica.

O sistema de distribuição pode ser dividido, como ilustrado na **Figura 1**, em: sistemas de subtransmissão, subestação de distribuição, estações transformadoras, sistema de distribuição primária e secundária.

**Figura 1** - Diagrama unifilar de um sistema de distribuição a partir da subtransmissão.



Fonte: O Setor Elétrico

### **2.1.1 SISTEMAS DE SUBTRANSMISSÃO**

Os sistemas de subtransmissão tem por finalidade captar a energia das subestações de subtransmissão e transferi-las as subestações de distribuição, sendo possível também o abastecimento de grandes consumidores. Usualmente operam em tensões de 138 kV ou 69 kV com capacidade de algumas dezenas de MW por circuito, porém, as condições históricas de expansão do sistema elétrico permitem grandes variações de combinações de tensões encontradas.

As linhas de subtransmissão com tensões iguais ou inferiores a 69 kV tendem a ser projetadas e operadas como linhas de distribuição, apresentando arranjos radiais ou em anel dispostas em postes, por outro lado, as linhas com tensão acima de 69 kV tendem a ser operadas como linhas de transmissão, com arranjos em anéis e malhas, torres de transmissão e cabos para-raios.

### **2.1.2 SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO**

De acordo com o PRODIST, uma subestação é um “conjunto de instalações elétricas em média ou alta tensão que agrupa os equipamentos, condutores e acessórios, destinados à proteção, medição, manobra e transformação de grandezas elétricas” [1].

As subestações de distribuição, alimentadas pelas linhas de subtransmissão, são responsáveis por transformar a tensão do nível de subtransmissão para níveis de distribuição. A configuração dos equipamentos que constituem o pátio pertencente a um mesmo nível de tensão denomina-se arranjo, e para este tipo de subestação podem ser utilizados: barramento simples, barramento principal e de transferência, e barramento duplo. A escolha do arranjo fornece à subestação diferentes graus de confiabilidade, segurança ou flexibilidade de manobra, transformação e distribuição de energia.

### **2.1.3 DISTRIBUIÇÃO PRIMÁRIA**

Segundo [2], as redes de distribuição primária emergem das subestações de distribuição, atendendo aos consumidores primários e as estações transformadoras, normalmente são circuitos elétricos trifásicos a três fios operando entre tensões de 2,3 kV e 34,5 kV, muito embora a legislação vigente tenha padronizado os níveis de tensão para 13,8 kV e 34,5 kV somente.

O tipo da rede primária utilizada deve ser definido em função do grau de confiabilidade a ser adotado no projeto, de acordo com a importância da carga ou da localidade a ser atendida, podendo ser implementados as seguintes estruturas de rede:

- Rede aérea convencional

O tipo de rede mais comumente encontrada nos sistemas de distribuição brasileiros, composta por cabos nus e por isso mais susceptíveis à ocorrência de defeitos, em contrapartida apresentam os menores custos de instalação e manutenção.

- Rede aérea isolada

Composta por condutores com isolamento suficiente para serem trançados. Sua utilização é indicada para locais onde são constantes os desligamentos causados por contatos entre a rede e objetos estranhos e em situações especiais como: saídas de subestações; áreas densamente arborizadas; circuitos múltiplos no mesmo poste; entre outros. Apresentam melhores índices de confiabilidade e de segurança, porém, possuem maiores custos de instalação e manutenção em relação a rede convencional.

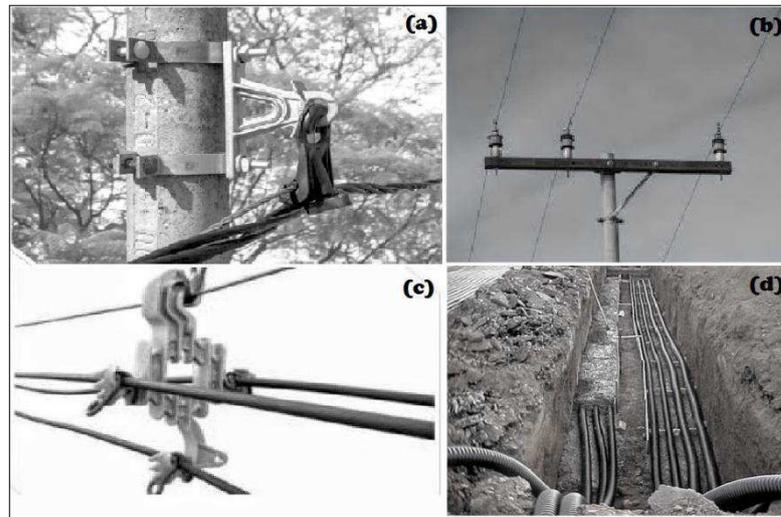
- Rede aérea compacta

Construtivamente composta por cabos protegidos, fixados por meio de braços metálicos e espaçados a partir do uso de espaçadores poliméricos. Para sustentação utiliza-se um cabo mensageiro, onde ocorre a maior parte do esforço mecânico aplicado sobre as estruturas. O uso desta configuração é indicado para regiões densamente arborizadas, locais com congestionamento de circuitos, locais com redes próximas as edificações, entre outras.

- Rede subterrânea

O tipo de rede que garante o maior nível de confiabilidade ao sistema elétrico assim como melhor resultado estético, dado que os cabos e equipamentos ficam no subsolo, no entanto, possuem custos bastante elevados, sendo comuns apenas em regiões densamente povoadas ou onde há restrições para a instalação das redes aéreas. A **Figura 2** ilustra a utilização dos quatro tipos de redes descritos.

**Figura 2** - Tipos de redes primárias: (a) isolada; (b) convencional; (c) compacta e (d) subterrânea.

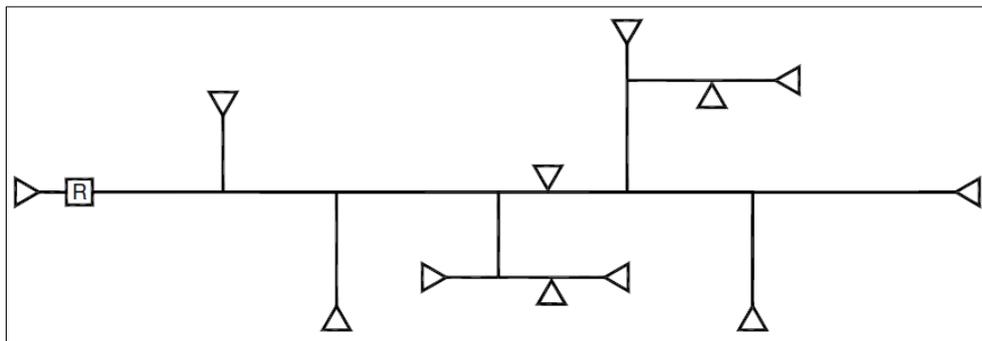


A configuração da rede aérea primária é também definida em função do grau de confiabilidade requerido pelo projeto de acordo com a importância da carga ou da localidade a ser atendida, podendo ser utilizadas as seguintes configurações:

- Radial Simples

Configuração na qual a alimentação do circuito ocorre apenas por uma extremidade. Apresenta grande simplicidade e um baixo custo, podendo ser utilizados em áreas de baixa densidade de carga nas quais os circuitos tomam direções distintas, decorrente das próprias características de distribuição da carga. A principal desvantagem está na quantidade de consumidores interrompidos durante a ocorrência de um defeito, ocasionando o desligamento em todo o circuito ou pelo menos no trecho além do ponto do defeito.

**Figura 3** - Configuração radial simples.



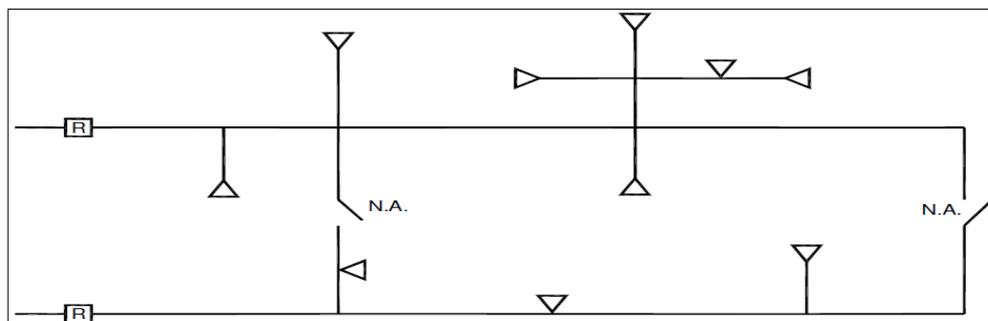
**Fonte:** ND22 – Projetos de Redes Aéreas Urbanas de Distribuição de Energia Elétrica.

- Radial com Recurso

Os sistemas radiais com recursos devem ser utilizados em áreas que possuam maiores densidades de carga ou requeiram maior grau de confiabilidade devido à característica das cargas abastecidas. Este sistema caracteriza-se pela existência de interligações entre alimentadores, sejam eles oriundos da mesma subestação ou não.

O sistema deve ser projetado de forma que exista reserva de capacidade em cada circuito, para que seja possível transferir a capacidade excedente do circuito que apresenta o defeito, limitando com isso o número de consumidores interrompidos por defeitos e diminuindo o tempo de interrupção em relação ao sistema radial simples.

**Figura 4** - Configuração radial com recurso.



**Fonte:** ND22 – Projetos de Redes Aéreas Urbanas de Distribuição de Energia Elétrica.

Para situações onde a área em estudo apresenta uma elevada densidade de carga, indica-se a utilização de sistemas de distribuição subterrâneos, sendo as configurações mais utilizadas:

- Radial

Estrutura similar a utilizada em redes aéreas.

- Sistema em Anel

Arranjo que se constitui de dois alimentadores radiais em forma de anel aberto, cuja ligação às estações transformadores é estabelecida por chaves de transferência de três posições, proporcionando a escolha do alimentador supridor. Este arranjo possibilita, após o isolamento de uma falha, o restabelecimento da alimentação aos demais componentes do sistema em condições de operação

- **Sistema Reticulado**

Nos sistemas reticulados as cargas de uma região são supridas por uma rede de baixa tensão interconectada e alimentada por vários transformadores conectados em paralelo, sendo estes conectados a alimentadores primários independentes. Para esta configuração os transformadores necessitam ser equipados com protetores de rede que atuam quando há fluxo de potência no sentido inverso.

A grande vantagem deste tipo de circuito é que a falha de um alimentador de média tensão não causa interrupção de fornecimento aos consumidores, pois outros transformadores em paralelo assumirão a carga.

#### **2.1.4 ESTAÇÕES TRANSFORMADORAS**

As estações transformadoras, ET, são constituídas por transformadores, que reduzem a tensão primária, ou média tensão, para a de distribuição secundária, ou baixa tensão. Contam, usualmente, com para-raios, para a proteção contra sobretensões, e elos fusíveis para proteção contra sobrecorrentes, instalados no primário [2].

Os valores típicos de potência aparente para os transformadores de distribuição estão entre 5 kVA e 300 kVA.

#### **2.1.5 DISTRIBUIÇÃO SECUNDÁRIA**

De acordo com [3], as redes de distribuição secundárias são circuitos elétricos trifásicos a quatro fios que normalmente operam em tensões de 230/115 volts, 220/127 volts e 380/220 volts, sendo estes valores de tensões de linha e fase respectivamente.

Estas redes suprem os consumidores em baixa tensão, em sua maioria residências, pequenos comércios e indústrias, ou seja, clientes com potência instalada menor que a estipulada pela concessionária de energia elétrica para atendimento em tensão primária de distribuição, 75 kW para concessionárias como a Elektro e a Eletropaulo.

### 3 QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

A qualidade da energia está diretamente ligada à alteração do padrão de energia gerada, ou seja, à alteração da senoide de frequência constante, que por diversos motivos se modifica. Essa alteração pode ocorrer na amplitude e na frequência, seja através de interrupções, ruídos, distúrbios, geração e presença de outras frequências diferentes da fundamental [4].

A preocupação com a qualidade de energia varia de acordo com o segmento que se enquadra o cliente. O segmento industrial devido à automatização dos processos produtivos e a modernização dos equipamentos utilizados, controladores a base de unidades microprocessadas e eletrônica de potência, apresenta uma maior sensibilidade às variações da qualidade da energia fornecida, como consequência, maiores são os impactos financeiros inerentes às interrupções do sistema produtivo ou a queima de equipamentos.

No geral, as indústrias têm procurado tornar seus processos mais eficientes, proporcionando o aumento da produtividade e redução dos custos, porém, os equipamentos que viabilizam estas ações são os mais afetados pelos problemas de fornecimento, sendo algumas vezes também a fonte dos problemas relacionados à qualidade da energia. Como exemplo, podem ser citados os controladores para variação de velocidade de motores, capacitores para correção do fator de potência ou inversores utilizados para melhorar o desempenho de máquinas e motores, porém, responsáveis pela distorção das correntes, constituindo fontes de correntes harmônicas nas linhas.

O segmento comercial apesar de não apresentar um alto índice de automação, ao contrário das indústrias, utiliza-se de um grande número de computadores pessoais, podendo acarretar problemas em relação à qualidade da energia. Para os consumidores residências, a qualidade de energia está relacionada à confiabilidade do fornecimento, pois, os mesmos desejam poder consumir energia quando e na quantidade que lhes convém. Nos últimos anos, com o advento dos “home offices” e da automação residencial que em grande parte serve à segurança e ao conforto do usuário, cresce a cobrança do consumidor acerca da qualidade do produto fornecido pelas distribuidoras, com o objetivo de garantir o funcionamento adequado dos equipamentos e sistemas adquiridos.

## 3.1 DISTÚRBIOS QUE INFLUENCIAM NA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

A qualidade da energia pode ser definida como “qualquer problema no sistema elétrico expresso em desvios da tensão, corrente ou frequência que resultem em falha ou má operação de equipamentos dos consumidores” [5].

Vários são os distúrbios que interferem na qualidade da energia elétrica, estando estes divididos basicamente entre variações da forma de onda e alterações da forma de onda.

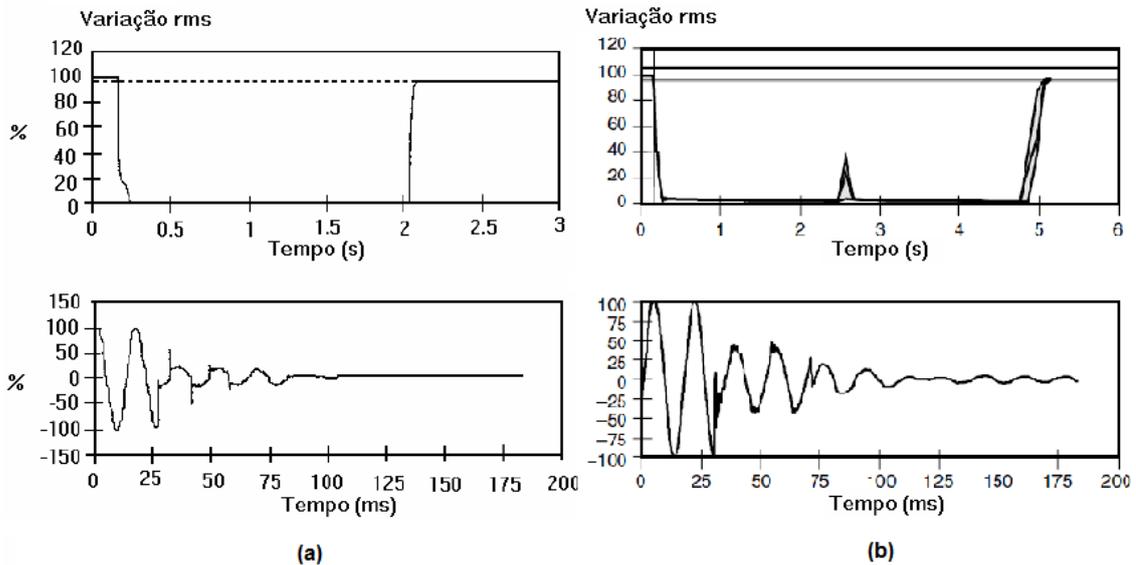
### 3.1.1 INTERRUPÇÕES

Uma interrupção é caracterizada por valores de tensão menores que 10% dos valores nominais, chegando a ausência total que pode ocorrer entre alguns ciclos até vários minutos. É dividida em momentânea, temporária e sustentada ou de longa duração [4].

As interrupções momentâneas têm duração de 0,5 ciclo até três segundos, já as interrupções temporárias ocorrem entre um período de três segundos a um minuto, ambas podendo ser ocasionadas por faltas fase-terra, fase-fase, descargas atmosféricas, contatos de árvores com a rede de distribuição entre outros acidentes.

Situações como ilustradas na **Figura 5** letra (a) caracterizam uma interrupção momentânea, pois, após a ocorrência de uma falta o religador efetua a primeira tentativa de religação com sucesso, restabelecendo a conexão em aproximadamente dois segundos. Para os casos onde a primeira tentativa de religação não ocorre com sucesso, como exemplificado na **Figura 5** letra (b), a conexão só é restabelecida durante a segunda tentativa aproximadamente 5 segundos após a ocorrência da falta, caracterizando uma interrupção temporária.

**Figura 5** - (a) Interrupção momentânea e (b) Interrupção temporária.



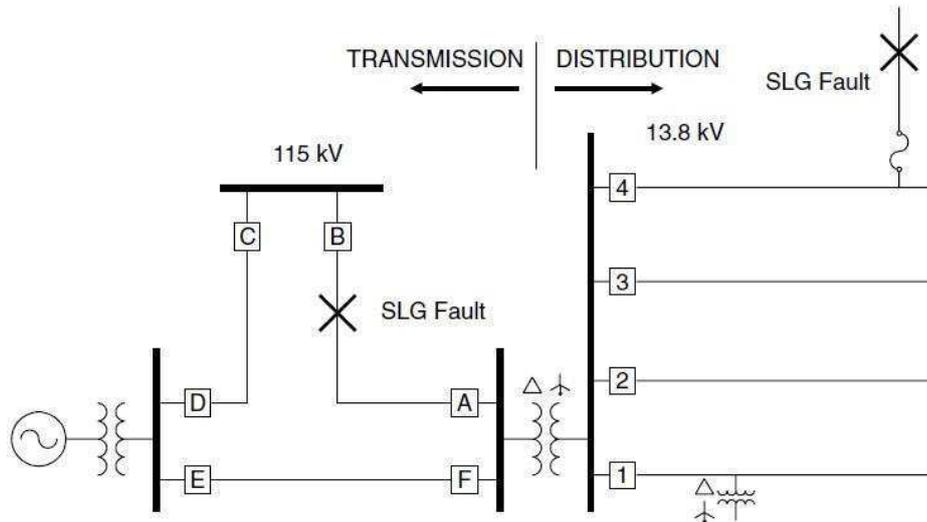
Fonte: [5] DUGAN, Pág. 47.

No caso de interrupções com duração maior que um minuto, as mesmas caracterizam-se como interrupções sustentadas ou de longa duração, sendo distúrbios geralmente permanentes que necessitam da intervenção humana para solucionar o problema e restabelecer o sistema.

### 3.1.2 AFUNDAMENTO DE TENSÃO

Os afundamentos de tensão são caracterizados por uma redução da tensão RMS fora dos padrões nominais de operação do sistema. São fenômenos de curta duração, segundo [4] tipicamente entre 0,5 e 30 ciclos, usualmente associados a curtos circuitos na rede de distribuição ou o chaveamento de cargas de alta potência. Atualmente, é crescente o número reclamações devido aos afundamentos de tensão devido a maior sensibilidade das cargas instaladas em indústrias, comércios e residências em geral.

**Figura 6** - Localização das faltas no Sistema Elétrico.

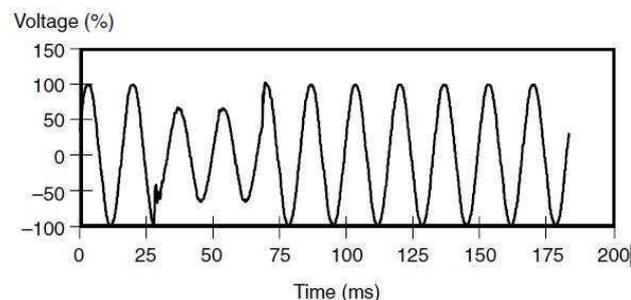


Fonte: [5] DUGAN, Pág. 44.

De acordo com o sistema ilustrado na **Figura 6**, para uma falta que ocorra no mesmo alimentador no qual o consumidor encontra-se (alimentador 1), o mesmo irá experimentar um afundamento de tensão durante a ocorrência da falta seguido de uma interrupção sustentada, assim que a proteção atuar eliminando a falta. Sendo a falta de característica temporária, o religador, caso exista, efetuará as tentativas de religamento evitando a interrupção sustentada do fornecimento.

Caso a falta ocorra em outro alimentador da subestação ou no sistema de transmissão, o consumidor sentirá a variação de tensão enquanto a falta permanecer no sistema, assim que a proteção atuar a tensão retornará ao padrão nominal. A variação de tensão devido a uma falta fase terra em um alimentador paralelo ao do consumidor é ilustrada na **Figura 7**.

**Figura 7** - Variação de tensão devido à falta em alimentador paralelo ao do consumidor.



Fonte: [5] DUGAN, Pág. 46.

As diversas soluções que visam tratar ou minimizar os impactos deste fenômeno podem ser aplicadas em diferentes níveis. Dentre as soluções à nível do consumidor final destacam-se a utilização de: transformadores ferorrressonantes, utilizados especialmente para pequenas

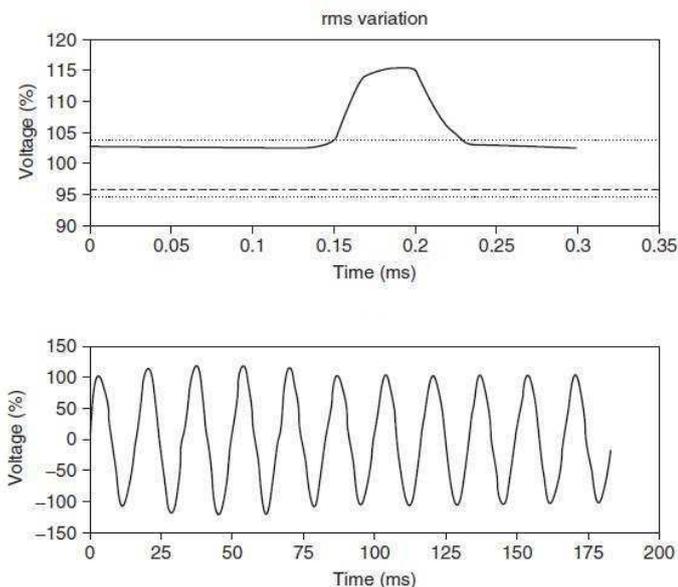
cargas de potência constante e garante independência da variação da tensão de entrada; condicionadores de energia ou UPS (Uniterruptible Power Supply), chaves de transferência estática e restauradores dinâmico de tensão.

### 3.1.3 ELEVAÇÃO DE TENSÃO

Com base em [4], as elevações de tensão ou swell, caracterizam-se pelo aumento do nível de tensão eficaz acima dos valores nominal, 1,1 até 1,8 pu, com duração de 0,5 ciclo até um minuto. São fenômenos que podem ocasionar mau funcionamento, diminuição da vida útil ou queima dos equipamentos, caso o nível de tensão ultrapasse os limites estabelecidos pelos fabricantes, acarretando também em desperdício de energia proveniente do aquecimento dos equipamentos.

As principais causas destes fenômenos são as faltas nos sistemas de distribuição, os desligamentos bruscos de cargas de potência elevada e as descargas atmosféricas, podendo ocasionar a atuação de dispositivos de proteção como disjuntores e fusíveis.

**Figura 8** - Representação da elevação de tensão devido à falta fase terra.



Fonte: [19] KUSKO. Pág. 30.

### 3.1.4 VARIAÇÕES DE TENSÃO DE LONGA DURAÇÃO

As variações de tensão de longa duração são consideradas distúrbios de regime permanente, podendo ser caracterizadas como desvios que ocorrem no valor eficaz da tensão

de fornecimento na frequência nominal do sistema. As principais causas deste fenômeno estão relacionadas aos problemas de regulação de tensão, devido as quedas de tensão associadas ao excesso de impedância no sistema de potência, interferindo no abastecimento da carga.

As medidas corretivas adotadas geralmente caracterizam-se por compensações para o excesso de impedância do sistema ou para as quedas de tensões causadas, como por exemplo:

- i. Inserção de capacitores em série ou do tipo shunt;
- ii. Utilização de reguladores de tensão;
- iii. Recondutoramento das redes de distribuição;
- iv. Alteração do TAP dos transformadores de distribuição;
- v. Substituição dos transformadores de subestação ou de distribuição; e
- vi. Utilização de compensação reativa dinâmica.

### **3.1.5 HARMÔNICOS**

As distorções harmônicas são fenômenos causados por elementos não lineares presentes no sistema de potência. Estes elementos são caracterizados por não apresentar uma relação linear entre a corrente e a tensão aplicada, ou seja, mesmo a tensão de entrada sendo uma senóide pura, a corrente resultante é distorcida.

De acordo com a teorema de Fourier, toda função periódica e não senoidal pode ser representada pela soma de expressões senoidais em frequência fundamental, múltiplas da fundamental, as harmônicas, e uma eventual componente contínua. A presença destas várias frequências em uma senoide faz com que a forma de onda seja distorcida, podendo ocorrer tanto no sinal de corrente ou tensão.

Na presença das distorções harmônicas o sistema de potência deixa de operar em condição senoidal, e muitas das simplificações adotadas, considerando apenas a frequência fundamental não mais se aplicam, como a definição de valor RMS, potência e fator de potência.

#### **3.1.5.1 VALOR RMS**

Por definição, o valor eficaz de uma função contínua definida sobre um intervalo é dado pela equação (1). Onde  $V_h$  representa as amplitudes das formas de ondas na componente harmônica  $h$ . Para a condição senoidal as componentes harmônicas são nulas, restando apenas a componente fundamental e a equação simplificada (2) volta a ser válida.

$$V_{RMS} = \sqrt{\sum_{h=1}^{h_{max}} \left(\frac{1}{\sqrt{2}} V_h\right)^2} = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{V_1^2 + V_2^2 + V_3^2 + \dots + V_n^2} \quad (1)$$

$$V_{RMS} = \frac{1}{\sqrt{2}} V_1 \quad (2)$$

### 3.1.5.2 FATOR DE POTÊNCIA

No caso senoidal onde há apenas a presença da frequência fundamental, existe apenas um ângulo de fase entre a tensão e a corrente, com o surgimento das harmônicas o cálculo do fator de potência ganha mais uma dimensão, além das potências ativas e reativas, uma potência imposta pela distorção chamada potência da distorção harmônica, expressa em kVA.

O cálculo do novo fator de potência, considerando a potência de distorção é realizado a partir da equação (3), onde o fator de potência para circuitos lineares é denominado fator de potência de deslocamento.

$$FP = \frac{V_s I_{s1} \cos \phi_1}{V_s I_s} = \frac{I_{s1}}{I_s} \cos \phi_1 \quad (3)$$

Onde:

- $I_{s1}$ : Componente fundamental da corrente;
- $I_s$ : Corrente total;

Podendo ser também representado em função da taxa de distorção total, a partir da equação (4).

$$FP = \frac{1}{\sqrt{1 + THD_i^2}} \times DPF \quad (4)$$

Onde:

- $DPF$ : Fator de potência de deslocamento ou  $\cos \phi_1$ ;
- $THD_i$ : Taxa de distorção harmônica total de corrente.

### 3.1.5.3 TAXA DE DISTRORÇÃO HARMÔNICA

Segundo [6], “a quantidade de distorção na forma de onda da tensão ou corrente é quantificada a partir do índice chamado de distorção harmônica total (THD)

A componente de distorção  $i_{dis}$  da corrente é calculada a partir da equação (5).

$$i_{dist}(t) = i_s(t) - i_{s1}(t) = \sum_{h \neq 1} i_{sh}(t) \quad (5)$$

Em termos de valores RMS resulta em:

$$I_{dist} = [I_s^2 - I_{s1}^2]^{\frac{1}{2}} = \left( \sum_{h \neq 1} I_{sh}^2 \right)^{\frac{1}{2}} \quad (6)$$

Onde  $i_{dist}$ ,  $i_s$  e  $i_{s1}$  representam a componente de distorção harmônica, corrente total, componente fundamental da corrente. Sendo  $I_{dis}$ ,  $I_s$ ,  $I_{s1}$  os valores RMS dos componentes anteriormente citados.

O valor de cada ordem de harmônica é dado pela equação (7), o que significa que a taxa de distorção harmônica individual para uma determinada ordem é igual ao valor da amplitude do sinal dividido pela amplitude do sinal fundamental vezes 100 para que o valor obtido seja uma porcentagem do valor fundamental [4].

$$DHI_i = 100 \times \frac{I_h}{I_1} [\%] \quad (7)$$

Onde:

- $DHI_i$ : Distorção harmônica individual de corrente;
- $I_h$ : Valor eficaz da componente de corrente de ordem h;
- $I_1$ : Valor eficaz da componente de corrente fundamental;

Substituindo (6) em (7) é possível obter a taxa de distorção harmônica total, representada pela raiz quadrada do somatório dos quadrados de cada ordem presente no circuito, dividido pela amplitude da componente fundamental.

$$THD_i = 100 \times \sqrt{\sum_{h \neq 1} \left( \frac{I_{sh}}{I_{s1}} \right)^2} \quad (8)$$

### 3.1.5.4 DISTRORÇÃO DE DEMANDA TOTAL

A caracterização dos níveis de distorção a partir da distorção harmônica total (THD) é muito útil para diversas aplicações, fornecendo uma boa estimativa do sobreaquecimento causado quando um sinal de tensão distorcido é aplicado a uma carga, como também um indicativo das perdas adicionais causadas por correntes distorcidas, porém, para alguns casos que necessitam da análise do valor de pico da forma de onda, a caracterização não é eficiente.

A partir desta caracterização é possível deparar-se com correntes harmônicas de pequena magnitude que apresentam uma alta taxa THD, porém, não representam um problema significativo ao sistema.

Com o objetivo de solucionar esta dificuldade, relaciona-se a THD com a componente fundamental da corrente de carga durante o pico de demanda ao invés da componente de corrente fundamental do circuito, como ilustrado na equação (9), chamado de distorção de demanda total.

$$TDD = \sqrt{\sum_{h \neq 1} \left( \frac{I_{sh}}{I_L} \right)^2} \quad (9)$$

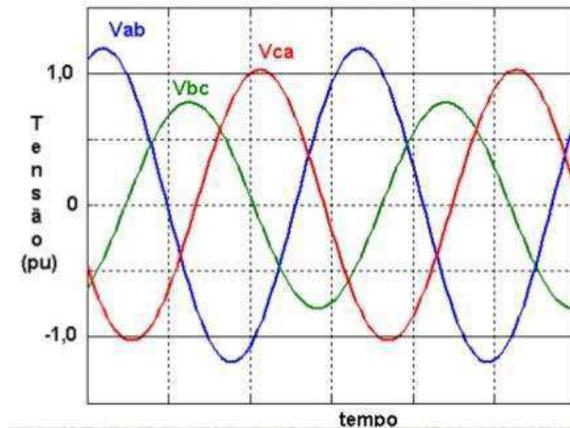
Onde  $I_L$  representa a componente fundamental da corrente de carga durante o pico de demanda, podendo ser calculada a partir da média das máximas corrente de demanda para os doze meses anteriores.

### 3.1.6 DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO

Os desequilíbrios de tensão são variações da amplitude das tensões de linha trifásicas em relação uma a outra, podendo ser causadas pelo não balanceamento das cargas em relação as fases resultando em diferentes níveis de queda de tensão.

Este fenômeno pode ser mensurado com relação a variação máxima permitida do valor médio da tensão de cada uma das fases, ou utilizando componentes simétricas, determinando a partir da razão entre as componentes de sequência negativa ou zero e as componentes de sequência positiva o percentual de desequilíbrio de tensão.

**Figura 9** - Tensões de linha em um sistema trifásico desequilibrado.



Fonte: [4] MARTINHO.

Segundo [5] as principais fontes de desequilíbrios de tensão com percentual menor que 2% são as cargas monofásicas conectadas a circuitos trifásicos, podendo ser também resultado de fusíveis atuados em banco de capacitores trifásicos. Outras situações que podem ser causas de desequilíbrio são conexões de alta impedância, motores mal reparados, correções inadequadas de fator de potência por inserção de reativos, emprego excessivo de transformadores monofásicos, como os sistemas MRT, transformadores conectados em delta aberto, entre outros.

Dentre os diversos impactos possíveis causados pelo desequilíbrio de tensão destacam-se os ocorridos nas máquinas elétricas. Nos motores trifásicos, as tensões desequilibradas nos enrolamentos do estator produzem correntes de sequência negativa adicionais circulando no rotor, aumentando as perdas e provocando elevações de temperatura e por consequência reduzindo a eficiência [7].

No geral, este fenômeno provoca consequências danosas aos equipamentos elétricos, afetando o desempenho e a vida útil dos mesmos.

### 3.1.7 FLUTUAÇÃO DE TENSÃO

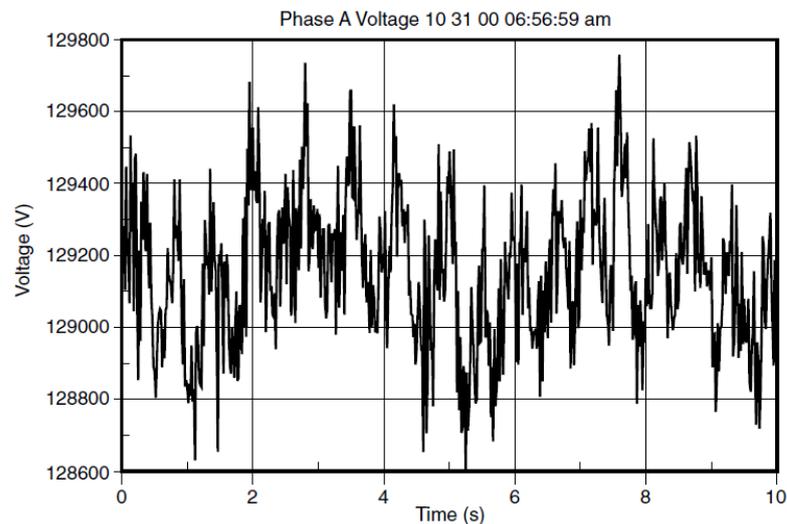
De acordo com [5], as flutuações de tensão podem ser definidas como variações de tensão regulares ou aleatórias, na faixa típica de 0,9 a 1,1 pu e frequência até 35 Hz. Cargas que apresentam uma rápida variação na amplitude da corrente instantânea podem causar estas variações, também conhecidas como flicker ou cintilação luminosa, que se caracteriza por variações luminosas emitidas pelas lâmpadas que sensibilizam o sistema visual humano,

podendo causar uma sensação de incômodo e irritação, sendo indesejável em muitos casos, principalmente em ambientes onde são executadas atividades de precisão ou perigosas.

Os parâmetros que possibilitam a identificação deste distúrbio denominam-se Pst (Probability Short Term) e o Plt (Probability Long Term) que indicam a severidade dos níveis de cintilação associados à flutuação de tensão verificada em um período contínuo de dez minutos e duas horas, respectivamente.

A **Figura 10** exemplifica uma flutuação de tensão causada por um forno a arco, uma das causas mais comuns de flutuação de tensão nos sistemas de distribuição, assim como os fornos de indução, laminadores, máquinas de solda e elevadores de grande porte.

**Figura 10** - Flutuação de tensão causada por um forno a arco.



Fonte: [5] DUGAN, Pág. 29.

## 4 QUALIDADE NA DISTRIBUIÇÃO

A qualidade percebida pelo consumidor de uma concessionária de distribuição de energia elétrica deve ser avaliada a partir da qualidade do produto energia elétrica, da qualidade do serviço prestado e da qualidade do atendimento ao consumidor.

Os Procedimentos de Distribuição são documentos elaborados pela ANEEL, com a participação dos agentes de distribuição e de outras entidades e associações do setor elétrico nacional, que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica [1].

O Módulo 8 do PRODIST estabelece os procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica, abordando a qualidade do produto e a qualidade do serviço prestado, enquanto as Condições Gerais de Fornecimento (Resolução Normativa nº 414/2010) disciplinam os aspectos relacionados à qualidade do atendimento ao consumidor, notadamente a qualidade do atendimento comercial, a qualidade do atendimento telefônico e o tratamento das informações [8].

## **4.1 QUALIDADE DO PRODUTO**

No referente à qualidade do produto fornecido, [9] “define a terminologia, caracteriza os fenômenos e estabelece os parâmetros e valores de referência relativos às perturbações na forma de onda de tensão fornecida”.

### **4.1.1 TENSÃO EM REGIME PERMANENTE**

A tensão em regime permanente deve ser avaliada por meio de um conjunto de leituras obtidas por medição apropriada e comparada aos níveis de tensão especificados, podendo caracterizar-se como adequado, precário ou crítico. Os valores de tensão obtidos devem ser comparados à tensão de referência, a qual deve ser a tensão nominal ou a contratada, a depender do nível de tensão de fornecimento.

Segundo [10], a tensão de fornecimento deve ocorrer em tensão secundária para unidades consumidoras com potência instalada igual ou inferior a 75 kW. Para cargas instaladas maiores que 75 kW e demanda a ser contratada menor ou igual a 2.500 kW, o fornecimento deve ocorrer em tensão primária de distribuição inferior a 69 kV. Caso a demanda a ser contratada seja maior que 2.500 kW o fornecimento deve ocorrer em tensão primária de distribuição igual ou superior a 69 kV.

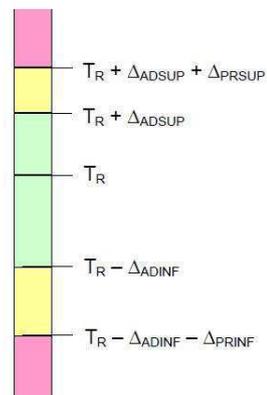
Uma vez estabelecida a tensão de atendimento do cliente, a distribuidora deverá fixar em contrato o valor da tensão contratada, que constitui compromisso formal perante o consumidor servindo como referência para a conformidade do nível de tensão de atendimento em regime permanente. Para clientes do grupo A, grandes clientes do ponto de vista da demanda e do consumo, a tensão a ser contratada deve situar-se entre 95% e 105% da tensão nominal de operação, para clientes atendidos em tensão igual ou inferior a 1 kV a tensão contratada deve ser a tensão nominal do sistema.

As medições que servem como base no processo de validação da conformidade de tensão em regime permanente são na maioria dos casos realizadas no ponto de conexão da unidade consumidora, devendo corresponder ao tipo de ligação do da unidade consumidora e abrangendo medições entre todas as fases ou entre todas as fases e o neutro, caso o mesmo esteja disponível na instalação.

Como as medições visam avaliar o nível de tensão em regime permanente, alguns critérios de expurgo no conjunto de leituras são adotados, evitando contabilizar a influência de outros distúrbios como: interrupção de energia elétrica, afundamentos ou elevações momentâneas de tensão. Na ocorrência destes distúrbios o intervalo de medição deve ser expurgado e substituído por igual número de leituras válidas.

A classificação das leituras é realizada segundo faixas em torno da tensão de referência ( $T_R$ ), conforme a **Figura 11**. As faixas de tensão, adequada, precária e crítica são delimitadas pelos limites superiores e inferiores,  $\Delta_{ADINF}$ ,  $\Delta_{ADSUP}$ ,  $\Delta_{PRINF}$  e  $\Delta_{PRSUP}$ .

**Figura 11** - Faixa de tensão em relação à referência.



**Fonte:** [9] PRODIST, módulo 8.

A regulação das tensões de atendimento junto às distribuidoras é diferenciada a depender do nível de tensão de atendimento e devem ser classificadas de acordo com as faixas de variação de tensão de leitura, a exemplo das tabelas **Tabela 1** e **Tabela 2**.

**Tabela 1** - Pontos de conexão em Tensão Nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV.

Tensão de Atendimento	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

Fonte: [9] PRODIST, módulo 8.

**Tabela 2** - Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (220/127).

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(201 \leq TL \leq 231) / (116 \leq TL \leq 133)$
Precária	$(189 \leq TL < 201$ ou $231 < TL \leq 233) /$ $(109 \leq TL < 116$ ou $133 < TL \leq 140)$
Crítica	$(TL < 189$ ou $TL > 233) / (TL < 109$ ou $TL > 140)$

Fonte: [9] PRODIST, módulo 8.

#### 4.1.1.1 INDICADORES INDIVIDUAIS

Os indicadores individuais têm por objetivo retratar a qualidade da tensão em regime permanente para diferentes unidades consumidoras. O conjunto de leituras que possibilita esta análise deve compreender 1.008 (mil e oito) leituras válidas em intervalos consecutivos, exclusas as situações onde exista a necessidade de realizar expurgos, para estes casos, intervalos adicionais devem ser agregados, sempre consecutivamente.

O cálculo para obtenção do índice de duração relativa da transgressão para tensão precária (DRP) e para tensão crítica (DRC) está indicado nas equações (10) e (11), respectivamente.

$$DRP = \frac{nlp}{1008} \times 100 [\%] \quad (10)$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008} \times 100 [\%] \quad (11)$$

Onde  $nlp$  e  $nlc$  representam respectivamente o número de leituras situadas nas faixas de tensão precária e crítica.

#### 4.1.1.2 INDICADORES COLETIVOS

O indicador coletivo ICC (Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica), apurado pela ANEEL, é calculado a partir dos valores dos indicadores individuais  $DRP$  e  $DRC$ , enviados pelas distribuidoras, obtidos de medições amostrais trimestrais. O cálculo do indicador coletivo é feito a partir da equação (12).

$$ICC = \frac{N_C}{N_L} \cdot 100 [\%] \quad (12)$$

Onde  $N_C$  representa o número total de unidades consumidoras com  $DRC$  não nulos e  $N_L$  o total trimestral de unidades consumidoras que foram objeto de medição.

Os índices equivalentes por consumidor,  $DRP_E$  (duração relativa de transgressão de tensão precária equivalente) e  $DRC_E$  (duração relativa de transgressão de tensão crítica equivalente), devem ser calculados a partir das equações (13) e (14).

$$DRP_E = \sum \frac{DRP_i}{N_L} [\%] \quad (13)$$

$$DRC_E = \sum \frac{DRC_i}{N_L} [\%] \quad (14)$$

Onde  $DRP_i$  representa a duração relativa da transgressão de tensão precária individual da unidade consumidora,  $DRC_i$  a duração relativa da transgressão de tensão crítica individual da unidade consumidora e  $N_L$  número total de unidades consumidoras da amostra.

#### 4.1.1.3 PROCESSO DE MEDIÇÃO AMOSTRAL

É de responsabilidade das distribuidoras a realização o sorteio de amostras das unidades consumidoras onde serão realizadas as medições para fim de avaliar a qualidade da tensão em regime permanente. O sorteio deve ser realizado por meio de critério estatístico aleatório a partir do cadastro de todas as unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 69 kV.

Para cada uma das unidades consumidoras, dentro do trimestre correspondente, devem ser realizadas as medições com um período de observação de 168 horas, totalizando 1.080 leituras válidas, e a partir destes valores calculados os índices coletivos.

De acordo com [9], a dimensão da amostra onde serão realizadas as leituras é definida considerando a quantidade total de unidades consumidoras da concessionária de energia elétrica, sendo, por exemplo, definido 26 unidades amostrais para as distribuidoras que possuam menos que 10.000 (dez mil) consumidores e 300 para as que possuam mais que 3.000.001 (três milhões e um) consumidores.

Os resultados das medições amostrais trimestrais devem ser enviados à ANEEL, sendo os indicadores apurados por meio de procedimentos auditáveis, desde a realização da medição até o cálculo dos indicadores.

Os limites estabelecidos para a duração relativa da transgressão máxima de tensão precária (*DRPm*) e crítica (*DRCm*), definidos em [9], são 3% e 0,5%, respectivamente.

#### **4.1.1.4 PROCESSO DE MEDIÇÃO POR RECLAMAÇÃO DO CLIENTE**

Para reclamações associadas à qualidade da tensão em regime permanente proveniente dos clientes, a distribuidora deve a princípio identificar a UC e os dias da semana em que o problema foi verificado. Posteriormente, a mesma deve proceder com uma inspeção técnica para avaliar a procedência da reclamação, devendo realizar duas medições instantâneas de tensão, com intervalo de 5 minutos entre elas.

Caso seja comprovada a improcedência da reclamação, a distribuidora deve informar ao cliente o resultado da medição e também sobre o direito que o mesmo possui de solicitar a medição de 168 horas, porém, com custo a serem cobrados caso não ocorram leituras precárias ou críticas durante a medição.

Caso seja comprovada a procedência da reclamação e a impossibilidade de regularização ainda na inspeção técnica, a distribuidora deve instalar o equipamento de medição para confirmar a não conformidade do nível de tensão de fornecimento e apurar os indicadores *DRP* e *DRC*. Sendo violados os limites dos indicadores, a distribuidora deve regularizar o nível de tensão no prazo ou compensar o cliente até a regularização.

Caso o *DRP* calculado, proveniente das medições de tensão por reclamação ou amostrais, seja superior ao *DRPm* estabelecido pela regulação, a distribuidora deverá adotar providências para regularização da situação no prazo máximo de 90 dias. Na ocorrência do *DRC* calculado ser superior ao *DRCm* estabelecido, a distribuidora deverá adotar providências para regularização no prazo máximo de 15 dias, sendo o início dos prazos a partir da comunicação do resultado da medição ao consumidor.

A regularização do fornecimento só será comprovada por meio de nova medição, obedecendo ao mesmo período de observação, devendo resultar em valores de *DRP* e *DRC* dentro dos limites estabelecidos.

#### 4.1.1.5 COMPENSAÇÃO AOS CONSUMIDORES

Transcorridos os prazos estabelecidos para regularização do nível de tensão em regime permanente e ainda existindo a precariedade do fornecimento, a distribuidora deve compensar as unidades consumidoras que estejam submetidas a tensões de atendimento com transgressão nos indicadores *DRP* e *DRC*, como também aquelas UCs atendidas no mesmo ponto de conexão.

As compensações a serem pagas aos consumidores com não conformidade de fornecimento devem ser calculadas a partir da equação (15).

$$Valor = \left[ \left( \frac{DRP - DRP_M}{100} \right) \cdot k_1 + \left( \frac{DRC - DRC_M}{100} \right) \cdot k_2 \right] \cdot EUSD \quad (15)$$

Em que *DRP* é a duração relativa da transgressão de tensão precária [%], *DRC* é a duração relativa da transgressão de tensão crítica [%] e EUSD o valor do encargo de uso do sistema de distribuição referente ao mês de início da realização da medição de 168 horas. Os parâmetros *DRP<sub>M</sub>* e *DRC<sub>M</sub>* são os limites máximos estabelecidos para transgressões de tensão precária e crítica, 3% e 0,5% respectivamente. Os índices *k<sub>1</sub>* e *k<sub>2</sub>* são definidos como ilustrados abaixo:

- *k<sub>1</sub>* = 0, se *DRP* ≤ *DRP<sub>M</sub>*;
- *k<sub>1</sub>* = 3, se *DRP* ≥ *DRP<sub>M</sub>*;
- *k<sub>2</sub>* = 0, se *DRC* ≤ *DRC<sub>M</sub>*;
- *k<sub>2</sub>* = 7, para unidades consumidoras em Baixa Tensão, se *DRC* > *DRC<sub>M</sub>*;
- *k<sub>2</sub>* = 5, para unidades consumidoras em Média Tensão, se *DRC* > *DRC<sub>M</sub>*;
- *k<sub>2</sub>* = 3, para unidades consumidoras em Alta Tensão, se *DRC* > *DRC<sub>M</sub>*.

O valor da compensação calculado deverá ser creditado na fatura de energia elétrica da unidade consumidora, a partir do mês posterior ao término do prazo de regularização, mantendo-se enquanto algum dos indicadores *DRP* ou *DRC* forem maiores que os limites estabelecidos.

#### 4.1.2 FATOR DE POTÊNCIA

O valor do fator de potência deve ser calculado a partir dos valores registrados de potência ativa e potência reativa ou das respectivas energias, utilizando-se a equação (16), sendo o controle efetuado por medição permanente e obrigatória para consumidores atendidos em média e alta tensão.

$$fp = \frac{P}{\sqrt{P^2+Q^2}} \text{ ou } \frac{EA}{\sqrt{EA^2+ER^2}} \quad (16)$$

O fator de potência indutivo ou capacitivo estabelecido pela regulação vigente, em [9], tem como limite mínimo permitido, para unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 230 kV, o valor de 0,92. “Aos montantes de energia elétrica e demanda de potência reativas que excederem o limite permitido, aplicam-se as cobranças estabelecidas nos arts. 96 e 97, a serem adicionados ao faturamento regular de unidades consumidoras do grupo A” [10].

#### 4.1.3 HARMÔNICOS

A regulação vigente baseia-se, para o controle de harmônicos nas redes de distribuição, no cálculo da  $DHVi$  (Distorção Harmônica Individual de Tensão) e da  $THDv$  (Distorção Harmônica Total de Tensão).

Os instrumentos utilizados para medição devem obedecer aos protocolos de medição e às normas técnicas vigentes. Para as medições realizadas em sistemas trifásicos, as mesmas devem ser realizadas através das tensões fase-neutro para sistemas estrela aterrado e fase-fase para as demais configurações.

Os valores de referência adotados em [9] para distorção harmônica total estão indicados na **Tabela 3**, assim como os valores estabelecidos para a distorção individual, **Tabela 4**. Estes valores servem para o planejamento elétrico em termos de qualidade de energia elétrica.

**Tabela 3** - Valores de referência das distorções harmônicas totais (em porcentagem da tensão fundamental)

Tensão Nominal do Barramento	Distorção Harmônica Total de Tensão (THD <sub>v</sub> )
$V_n \leq 1$ kV	10 %
$1$ kV < $V_n \leq 13,8$ kV	8 %
$13,8$ kV < $V_n \leq 69$ kV	6 %
$69$ kV < $V_n < 230$ kV	3 %

Fonte: [9] PRODIST, módulo 8.

**Tabela 4** - Níveis de referência para distorções harmônicas individuais de tensão (em porcentagem da tensão fundamental).

Ordem Harmônica	Distorção Harmônica Individual de Tensão [%]				
	$V_n \leq 1$ kV	$1$ kV < $V_n \leq 13,8$ kV	$3,8$ kV < $V_n \leq 69$ kV	$69$ kV < $V_n < 230$ kV	
Ímpares não múltiplas de 3	5	7,5	6	4,5	2,5
	7	6,5	5	4	2
	11	4,5	3,5	3	1,5
	13	4	3	2,5	1,5
	17	2,5	2	1,5	1
	19	2	1,5	1,5	1
	23	2	1,5	1,5	1
	25	2	1,5	1,5	1
	>25	1,5	1	1	0,5
Ímpares múltiplas de 3	3	6,5	5	4	2
	9	2	1,5	1,5	1
	15	1	0,5	0,5	0,5
	21	1	0,5	0,5	0,5
	>21	1	0,5	0,5	0,5
Pares	2	2,5	2	1,5	1
	4	1,5	1	1	0,5
	6	1	0,5	0,5	0,5
	8	1	0,5	0,5	0,5
	10	1	0,5	0,5	0,5
	12	1	0,5	0,5	0,5
	>12	1	0,5	0,5	0,5

Fonte: [9] PRODIST, módulo 8.

#### 4.1.4 DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO

Os desequilíbrios de tensão estão associados as alterações dos padrões trifásicos do sistema de distribuição, sendo mensurados a partir do fator de desequilíbrio calculado a partir da equação (17), ou alternativamente pela equação (18), que conduz a resultados próximos aos alcançados com a formulação anterior.

$$FD = \frac{V_-}{V_+} \times 100 [\%] \quad (17)$$

Onde  $V_+$  e  $V_-$  são a magnitude da tensão de sequência positiva e negativa, respectivamente.

$$FD = \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \times 100 [\%] \quad (18)$$

$$\beta = \frac{V_{ab}^4 + V_{bc}^4 + V_{ca}^4}{(V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2)^2} \quad (19)$$

Sendo  $\beta$  calculado a partir da equação (19) e  $V_{ab}$ ,  $V_{bc}$  e  $V_{ca}$  os valores eficazes das amplitudes das tensões trifásicas de linha.

O valor de referência limite, definido em [9], para o desequilíbrio de tensão nos barramentos do sistema de distribuição deve ser igual ou inferior a 2%, com exceção das redes de Baixa Tensão.

#### 4.1.5 FLUTUAÇÃO DE TENSÃO

A determinação da qualidade da tensão de um barramento do sistema de distribuição quanto à flutuação de tensão tem por objetivo avaliar o incômodo provocado pelo efeito da cintilação luminosa no consumidor, que tenha em sua unidade consumidora pontos de iluminação alimentados em baixa tensão [9].

Com o objetivo de mensurar as flutuações de tensão são calculados dois parâmetros, o Pst que representa a severidade dos níveis de cintilação luminosa associados à flutuação de tensão verificada em um período de 10 minutos, medidos continuamente e o Plt que se assemelha a definição do Pst, alterando-se apenas o período de verificação para duas horas contínuas.

Para a obtenção dos níveis de severidade de cintilação, associados à flutuação de tensão, definidos pelos indicadores Pst e Plt, utilizam-se os procedimentos estabelecidos nos documentos da IEC. Estes valores são derivados da medição e processamento das tensões dos barramentos, traduzidas em níveis de sensação de

cintilação luminosa, com posterior classificação em faixas de probabilidade de ocorrência [9].

Os indicadores estabelecidos pela regulação vigente para avaliação do desempenho dos sistemas de distribuição com relação às flutuações de tensão são o PstD95%, que representa o valor diário do Pst que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos em 24 horas; e o PltS95% que representa o valor semanal do Plt que foi superado em 5% dos registros obtidos no período de sete dias.

As violações dos indicadores PstD95% ou PltS95% fora da faixa adequada devem ser objeto de acompanhamento e de correção por parte dos agentes responsáveis.

#### **4.1.6 VARIAÇÃO DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO**

As VTCD, variações de tensão de curta duração, são desvios significativos no valor eficaz da tensão em curtos intervalos de tempo, sendo classificadas em [9] segundo a **Tabela 5**.

Além dos parâmetros de duração e amplitude, utilizados para determinação da severidade da VTCD, considera-se também a sua frequência de ocorrência, que determina a quantidade de vezes que cada combinação dos parâmetros ocorre em determinado período de tempo, durante o monitoramento.

O indicador de desempenho utilizado com relação às VTCD corresponde ao número de eventos agrupados por faixas de amplitude e de duração, em um determinado barramento do sistema de distribuição.

O agrupamento dos eventos com relação a duração ocorre para eventos consecutivos, em um período de três minutos, com ocorrência no mesmo ponto. Os mesmos devem ser agrupados e compor apenas um evento, caracterizando uma agregação temporal.

Outra forma de agrupamento, a agregação de fases, ocorre quando na ocorrência de eventos fase-neutro simultâneos, que passam a compor um único evento. Para estas situações, a duração do evento deve ser definida como o tempo transcorrido desde do momento que o primeiro distúrbio fase-neutro transpõe determinado limite, até o ponto em que o último dos distúrbios, inclusos no evento, retorne a parâmetros aceitáveis.

**Tabela 5** - Classificação das Variações de Tensão de Curta Duração.

<b>Classificação</b>	<b>Denominação</b>	<b>Duração da Variação</b>	<b>Amplitude da Tensão (RMS) em relação à tensão de referência</b>
Variação Momentânea de Tensão	Interrupção Momentânea de Tensão	Inferior ou igual a três segundos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Momentâneo de Tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Momentânea de Tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	Superior a 1,1 p.u
Variação Temporária de Tensão	Interrupção Temporária de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Inferior a 0,1 p.u
	Afundamento Temporário de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u
	Elevação Temporária de Tensão	Superior a três segundos e inferior a três minutos	Superior a 1,1 p.u

**Fonte:** [9] PRODIST, módulo 8.

Em [9] não são atribuídos valores de referência que delimitem os padrões de desempenho com relação a este fenômeno, cabendo as distribuidoras acompanhar e disponibilizar o desempenho das barras de distribuição monitoradas.

## 4.2 QUALIDADE DO SERVIÇO

A qualidade dos serviços prestados pelas distribuidoras de energia elétrica aos consumidores baseia-se nos procedimentos estabelecidos pelo módulo 8 do PRODIST. Neste módulo encontram-se os indicadores e os padrões de qualidade que fornecem mecanismos de acompanhamento e de controle do desempenho das concessionárias com relação aos serviços prestados.

### 4.2.1 OCORRÊNCIAS

As interrupções no fornecimento de energia elétrica podem ser ocasionadas por falhas nas centrais de geração, linhas de transmissão ou no setor de distribuição. Várias são as causas destas interrupções, falha de equipamentos, descargas atmosféricas, contatos acidentais com a rede, erros operacionais, entre outros.

As ocorrências emergenciais, decorrentes da falta de energia elétrica em residências, estabelecimentos comerciais ou demais unidades consumidoras ocorrem quando o cliente na presença de uma interrupção de fornecimento, informa a concessionária de energia elétrica local sobre a falta de abastecimento.

Durante o atendimento telefônico, o atendente da distribuidora busca junto ao cliente encontrar a possível causa da emergência, sendo esta: possíveis disjuntores desarmados, fusíveis atuados ou lâmpadas queimadas. Esta avaliação inicial tem por finalidade sanar o problema de abastecimento, identificando possíveis reclamações improcedentes, onde o problema encontra-se nas instalações do cliente, evitando o deslocamento desnecessário de equipes de atendimento.

Caso não sejam constatados problemas nas instalações do cliente, o registro da reclamação deve ser efetuado e em seguida remetido ao centro de operação que posteriormente enviará uma equipe a fim de realizar o atendimento a ocorrência gerada.

#### 4.2.2 INDICADORES DE TEMPO DE ATENDIMENTO ÀS OCORRÊNCIAS EMERGENCIAIS

A fim de medir a eficiência do atendimento às ocorrências emergenciais devem ser avaliados os seguintes aspectos:

- Tempo médio de preparação: responsável por medir a eficiência no fluxo de informações entre o atendimento e a base executora;
- Tempo médio de deslocamento: indicar a eficiência do posicionamento geográfico das equipes;
- Tempo médio de execução: tempo transcorrido durante a execução da atividade que resultou no restabelecimento do sistema de distribuição.

Os indicadores, que servem para acompanhamento deste processo, estabelecidos pela ANEEL em [9], são calculados a partir das equações (20), (21) e (22).

$$TMP = \frac{\sum_{i=1}^n TP(i)}{n} \quad (20)$$

$$TMD = \frac{\sum_{i=1}^n TD(i)}{n} \quad (21)$$

$$TME = \frac{\sum_{i=1}^n TE(i)}{n} \quad (22)$$

A soma dos tempos médios destas atividades gera o tempo médio de atendimento a ocorrências emergências (*TMAE*), representando o tempo médio empenhado pelas distribuidoras para atendimentos de emergência, expresso em minutos, como ilustrado na equação (23).

$$TMAE = TMP + TMD + TME \quad (23)$$

Outro indicador para o acompanhamento do processo é o *PNIE* que representa o percentual do número de ocorrências emergenciais que geraram interrupção de energia, obtido a partir do quociente entre o número de ocorrências com interrupção de energia e o número total de ocorrências emergenciais, como ilustrado na equação (24).

$$PNIE = \frac{NIE}{n} \times 100[\%] \quad (24)$$

Em que *TMP*, *TMD* e *TME* são os tempos médios de preparação, deslocamento e execução respectivamente, expresso em minutos. *TP* e *TD* são os tempos de preparação e deslocamento da equipe de atendimento de emergência, *TE* o tempo de execução do serviço até o seu restabelecimento pela equipe de atendimento, *NIE* é o número de ocorrências emergenciais com interrupção de energia elétrica e *n* o número de ocorrências verificadas no conjunto de unidades consumidoras, no período de apuração considerado.

Durante a apuração dos indicadores, consideram-se todas as ocorrências emergências e as decorrentes de reclamação improcedente, não sendo considerados para esta análise: serviços em redes de iluminação pública, serviço de caráter comercial, reclamações relacionadas a nível de tensão e interrupções devido à manutenção programada.

De acordo com [9] “os dados relativos às ocorrências emergenciais deverão ser apurados por meio de procedimentos auditáveis, contemplando desde a coleta dos dados das ocorrências até a transformação dos mesmos em indicadores”. Cabendo a distribuidora o envio a ANEEL, dos valores mensais dos indicadores *TMP*, *TMD*, *TME*, *NIE* e *n*, relativos ao conjunto de unidades consumidoras da respectiva área de atuação.

### 4.2.3 INDICADORES DE CONTINUIDADE

Visando avaliar a qualidade do serviço prestado e o desempenho do sistema elétrico, a ANEEL exige que as concessionárias mantenham um padrão de continuidade no fornecimento de energia elétrica baseado em indicadores utilizados para avaliar o grau de confiabilidade do sistema, a partir justamente da quantidade de ocorrências e das durações das interrupções no fornecimento.

#### 4.2.3.1 INDICADORES DE CONTINUIDADE INDIVIDUAL

Os indicadores individuais têm por objetivo retratar a qualidade do fornecimento de energia elétrica, relativo as interrupções de fornecimento, para as distintas unidades consumidoras presentes na área de concessão das distribuidoras.

A duração de interrupção individual do consumidor (DIC) exprime o intervalo de tempo, contínuo ou não, em que um determinado consumidor ficou privado do fornecimento de energia elétrica, no período de apuração, considerando-se as interrupções maiores ou iguais a um minuto, ou a três minutos, dependendo do contrato [11].

A frequência de interrupção individual por consumidor ou FIC exprime a quantidade de interrupções que um determinado consumidor sofreu no período de apuração. O DMIC, duração máxima de interrupção contínua, exprime o tempo máximo da interrupção sofrida pelo consumidor no período apurado, enquanto o DICRI, duração de interrupção individual em dia crítico por unidade consumidora, exprime a duração da interrupção sofrida em dia crítico, ou seja, dias onde a quantidade de ocorrências emergenciais, em um determinado conjunto de UCs, supera a média acrescida de três desvios padrões dos valores diários.

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (25)$$

$$FIC = n \quad (26)$$

$$DMIC = t(i) \max \quad (27)$$

$$DICRI = t_{crítico} \quad (28)$$

Sendo  $t(i)$  o tempo de duração da interrupção,  $i$  o índice de interrupções da UC no período da apuração,  $n$  o número de interrupções da UC considerada e  $t_{crítico}$  a duração da interrupção ocorrida em dia crítico.

#### 4.2.3.2 INDICADORES DE CONTINUIDADE COLETIVOS

A duração equivalente de interrupção por unidade consumidora ou DEC representa o tempo em horas em média que um consumidor ficou sem energia, durante o período apurado. Este valor é obtido a partir da média dos valores do  $DIC$ , como ilustrado na equação (29).

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} DIC(i)}{Cc} \quad (29)$$

A frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora ou FEC indica quantas vezes, em média, houve interrupção de uma determinada unidade consumidora, sendo calculada como a média dos valores de  $FIC$ , como ilustrado na equação (30).

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} FIC(i)}{Cc} \quad (30)$$

Sendo:

- $i$ : o índice de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT faturadas no conjunto;
- $FIC$ : a frequência de interrupção individual por consumidor;
- $DIC$ : a duração de interrupção individual do consumidor;
- $Cc$ : o número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração.

Durante a apuração dos indicadores de continuidade consideram-se todas as interrupções de fornecimento ocorridas no período de avaliação, com a exceção dos seguintes casos:

- Vinculadas a programas de racionamento instituído pela União;
- Falha nas instalações da UC;
- Obras de interesse exclusivo do consumidor;
- Interrupção em situação de emergência;

- Inadimplência ou deficiência técnica ou de segurança na UC;
- Ocorridas em dia crítico;
- Decorrentes de esquemas de alívio de carga solicitado pelo ONS;
- Interrupções programadas, desde que devidamente avisadas e que cumpra os tempos acordados.

Os valores dos indicadores de continuidade, trimestral e anual são calculados a partir das equações (31) e (32).

$$DEC_{TRIM} = \frac{\sum_{n=1}^3 [DEC_n \cdot Cc_n]}{CC_{MED_{TRIM}}} \quad FEC_{TRIM} = \frac{\sum_{n=1}^3 [FEC_n \cdot Cc_n]}{CC_{MED_{TRIM}}} \quad (31)$$

$$DEC_{ANUAL} = \frac{\sum_{n=1}^{12} [DEC_n \cdot Cc_n]}{CC_{MED_{ANUAL}}} \quad FEC_{ANUAL} = \frac{\sum_{n=1}^{12} [FEC_n \cdot Cc_n]}{CC_{MED_{ANUAL}}} \quad (32)$$

Em que:

- $DEC_n$ : valor mensal do DEC apurado no mês  $n$ ;
- $FEC_n$ : valor mensal do FEC apurado no mês  $n$ ;
- $Cc_n$ : número de unidades consumidoras do conjunto faturadas e atendidas em BT ou MT informado no mês  $n$ ;
- $CC_{MED_{TRIM}}$ : média aritmética do número de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT, faturadas no período trimestral;
- $CC_{MED_{ANUAL}}$ : média aritmética do número de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT, faturadas no período anual.

Os períodos de apuração das interrupções ocorridas nos conjuntos de UCs ocorrem mensalmente, os indicadores globais referem-se a um agrupamento de UCs, podendo abranger uma distribuidora, município ou estado.

Os valores dos indicadores de continuidade global serão calculados a partir das equações abaixo:

$$DEC_{MENSAL} = \frac{\sum_{i=1}^M [DEC_i \cdot Cc_i]}{\sum_{i=1}^M Cc_i} \quad FEC_{MENSAL} = \frac{\sum_{i=1}^M [FEC_i \cdot Cc_i]}{\sum_{i=1}^M Cc_i} \quad (33)$$

$$DEC_{TRIM} = \frac{\sum_{i=1}^M [DEC_{TRIM_i} \cdot CC_{MED_{TRIM_i}}]}{\sum_{i=1}^M CC_{MED_{TRIM_i}}} \quad (34)$$

$$FEC_{TRIM} = \frac{\sum_{i=1}^M [FEC_{TRIM_i} \cdot Cc_{MED\_TRIM_i}]}{\sum_{i=1}^M Cc_{MED\_TRIM_i}} \quad (35)$$

$$DEC_{ANUAL} = \frac{\sum_{i=1}^M [DEC_{ANUAL_i} \cdot Cc_{MED\_ANUAL_i}]}{\sum_{i=1}^M Cc_{MED\_ANUAL_i}} \quad (36)$$

$$FEC_{ANUAL} = \frac{\sum_{i=1}^M [FEC_{ANUAL_i} \cdot Cc_{MED\_ANUAL_i}]}{\sum_{i=1}^M Cc_{MED\_ANUAL_i}} \quad (37)$$

Onde:

- DEC<sub>i</sub>: valor mensal do DEC, do conjunto i;
- FEC<sub>i</sub>: valor mensal do FEC, do conjunto i;
- DEC<sub>MENSAL</sub>: valor mensal global do DEC, no mês de referência;
- FEC<sub>MENSAL</sub>: valor mensal global do FEC, no mês de referência;
- DEC<sub>TRIM</sub>: valor trimestral global do DEC, no trimestre de referência;
- FEC<sub>TRIM</sub>: valor trimestral global do FEC, no trimestre de referência;
- DEC<sub>TRIM\_i</sub>: valor do DEC, trimestral do conjunto i;
- FEC<sub>TRIM\_i</sub>: valor do FEC, trimestral do conjunto i;
- DEC<sub>ANUAL\_i</sub>: valor do DEC, anual do conjunto i;
- FEC<sub>ANUAL\_i</sub>: valor do FEC, anual do conjunto i;
- DEC<sub>ANUAL</sub>: valor anual global do DEC, no ano de referência;
- FEC<sub>ANUAL</sub>: valor anual global do FEC, no ano de referência;
- Cc<sub>i</sub>: número de unidades consumidoras faturadas e atendidas em BT ou MT do conjunto i, no mês de referência;
- Cc<sub>MED\_TRIM\_i</sub>: média aritmética do número de unidades consumidoras faturadas e atendidas em BT ou MT do conjunto i;
- Cc<sub>MED\_Anuual\_i</sub>: média aritmética do número de unidades consumidoras faturadas e atendidas em BT ou MT do conjunto i, para o período anual;
- M: número total de conjuntos considerados para o cálculo do indicador global.

O indicador de desempenho global de continuidade (DGC) é calculado anualmente a partir dos valores apurados e os valores limites de DEC e FEC, a razão entre os valores apurados dos indicadores e os valores limites resultam no desempenho relativo anual, o desempenho relativo global consiste na média aritmética simples dos desempenhos relativos anuais. A

divulgação deste indicador, por parte da ANEEL, ocorre em abril de cada ano, podendo existir divisões em grupos das concessionárias para uma classificação mais assertiva das mesmas.

#### 4.2.3.3 LIMITES DE CONTINUIDADE DE SERVIÇO

Para se estabelecer as metas de continuidade para os indicadores coletivos, utiliza-se o método de agrupamentos dos conjuntos de unidade consumidoras com características aproximadas, assumindo a premissa de que conjuntos semelhantes devem apresentar desempenhos equivalentes. Desta forma, dentro de cada agrupamento formado, é identificado o conjunto de melhor desempenho, tomando-o como referência.

Segundo [9], no estabelecimento dos limites de continuidade para os conjuntos de unidades consumidoras devem ser aplicados os seguintes procedimentos:

- Seleção dos atributos relevantes para aplicação de análise comparativa;
- Aplicação de análise comparativa;
- Cálculo dos limites para os indicadores DEC e FEC dos conjuntos de unidades consumidoras de acordo com o desempenho dos conjuntos; e
- Análise por parte da ANEEL, com a definição dos limites para os indicadores DEC e FEC.

Após a conclusão do procedimento acima descrito, são divulgados, por meio de audiência pública, os limites anuais dos indicadores de continuidade dos conjuntos de UCs, e estabelecidos em resolução específica, a depender da periodicidade da revisão tarifária da distribuidora.

Por fim, os limites definidos como referência para os indicadores de continuidade individuais, DIC, FIC e DMIC encontram-se definidos no módulo oito do PRODIST, calculados a partir da localização da UC, do valor da tensão contratada e dos limites anuais estabelecidos dos indicadores DEC e FEC, como ilustrado na **Tabela 6**.

**Tabela 6 - Limites de Continuidade Individuais.**

Faixa de variação dos Limites Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Limite de Continuidade por Unidade Consumidora						
	Unidades Consumidoras situadas em áreas urbanas com Faixa de Tensão Contratada: 1kV < Tensão < 69 kV						
	DIC (Horas)			FIC (Interrupções)			DMIC (Horas)
	Anual	Trim.	Mensal	Anual	Trim.	Mensal	Mensal
1	11,25	5,62	2,81	6,48	3,24	1,62	2,36
2	11,68	5,84	2,92	6,93	3,46	1,73	2,39
3	12,12	6,06	3,03	7,37	3,68	1,84	2,41
4	12,55	6,27	3,13	7,82	3,91	1,95	2,44
5	12,99	6,49	3,24	8,27	4,13	2,06	2,46
6	13,43	6,71	3,35	8,71	4,35	2,17	2,49
7	13,86	6,93	3,46	9,16	4,58	2,29	2,52
8	14,30	7,15	3,57	9,61	4,80	2,40	2,54
9	14,73	7,36	3,68	10,05	5,02	2,51	2,57
10	15,17	7,58	3,79	10,50	5,25	2,62	2,60
11	15,61	7,80	3,90	10,95	5,47	2,73	2,62
12	16,04	8,02	4,01	11,40	5,70	2,85	2,65
13	16,48	8,24	4,12	11,84	5,92	2,96	2,68
14	16,91	8,45	4,22	12,29	6,14	3,07	2,71
15	17,35	8,67	4,33	12,74	6,37	3,18	2,74
16	17,79	8,89	4,44	13,18	6,59	3,29	2,76
17	18,22	9,11	4,55	13,63	6,81	3,40	2,79
18	18,66	9,33	4,66	14,08	7,04	3,52	2,82
19	19,09	9,54	4,77	14,52	7,26	3,63	2,85
20	19,53	9,76	4,88	14,97	7,48	3,74	2,88
>20 e ≤22	19,97	9,98	4,99	15,42	7,71	3,85	2,91
>22 e ≤24	20,84	10,42	5,21	16,31	8,15	4,07	2,98
>24 e ≤26	21,71	10,85	5,42	17,20	8,60	4,30	3,04
>26 e ≤28	22,58	11,29	5,64	18,10	9,05	4,52	3,10
>28 e ≤30	23,45	11,72	5,86	18,99	9,49	4,74	3,17
>30 e ≤32	24,33	12,16	6,08	19,88	9,94	4,97	3,24
>32 e ≤34	25,20	12,60	6,30	20,78	10,39	5,19	3,31
>34 e ≤36	26,07	13,03	6,51	21,67	10,83	5,41	3,38
>36 e ≤38	26,94	13,47	6,73	22,57	11,28	5,64	3,45
>38 e ≤40	27,81	13,90	6,95	23,46	11,73	5,86	3,52
>40 e ≤45	29,34	14,67	7,33	25,02	12,51	6,25	3,55
>45 e ≤50	31,52	15,76	7,88	27,26	13,63	6,81	3,80
>50 e ≤55	33,70	16,85	8,42	29,49	14,74	7,37	4,06
>55 e ≤60	35,88	17,94	8,97	31,72	15,86	7,93	4,34
>60 e ≤65	38,06	19,03	9,51	33,96	16,98	8,49	4,64
>65 e ≤70	40,24	20,12	10,06	36,19	18,09	9,04	4,96
>70 e ≤80	43,51	21,75	10,87	39,54	19,77	9,88	5,47
>80 e ≤90	47,87	23,93	11,96	44,01	22,00	11,00	6,23
>90 e ≤100	52,23	26,11	13,05	48,48	24,24	12,12	7,10
>100 e ≤110	56,59	28,29	14,14	52,95	26,47	13,23	8,07
>110 e ≤120	60,95	30,47	15,23	57,42	28,71	14,35	9,17
>120	63,13	31,56	15,78	59,65	29,82	14,91	9,77

Fonte: [9] PRODIST, módulo 8.

#### 4.2.3.4 COMPENSAÇÕES

Caso ocorra violação em um dos indicadores de continuidade individuais, DIC, FIC, DMIC ou DICRI, cabe a distribuidora calcular o valor da compensação e ressarcir o consumidor do sistema de distribuição, creditando o valor da compensação na fatura correspondente em período não superior a dois meses, a contabilizar-se a partir da apuração. Caso o valor a ser creditado seja maior que o valor da fatura, o mesmo pode ser parcelado em no máximo duas faturas subsequentes ou pago em moeda corrente. No caso dos inadimplentes, o valor da compensação pode ser abatido do valor em débito.

Os valores de compensação são calculados de forma análoga para os diferentes indicadores de continuidade individuais, sendo necessário a simples substituição na equação (38) dos valores apurados e limites correspondentes ao indicador desejado.

$$Valor = \left( \frac{D_v}{D_p} - 1 \right) D_p \times \frac{EUSD_{médio}}{730} \times kei \quad (38)$$

Onde:

- $D_v$ : pode assumir o valor apurado dos indicadores *DIC*, *FIC*, *DMIC* e *DICRI*, a depender da violação ocorrida;
- $D_p$ : pode assumir o valor limite dos indicadores *DIC*, *FIC*, *DMIC* e *DICRI*, a depender da violação ocorrida;
- $EUSD_{médio}$ : média aritmética dos encargos de uso do sistema de distribuição correspondente aos meses do período de apuração do indicador;
- 730: número médio de horas no mês;
- $kei$ : coeficiente de majoração, 15, 20 e 27 para as UCs atendidas em BT, MT e AT respectivamente.

Os valores limites das compensações aplicadas encontram-se delimitados por R\$ 0,01 (um centavo de real) até 120 vezes o valor do encargo  $EUSD_{médio}$ , que ocorre para casos de violação de limite anual. Ocorrendo violação de mais de um indicador, o valor a ser pago deverá corresponder a maior compensação calculada.

## 5 INCENTIVOS REGULATÓRIOS À QUALIDADE DO FORNECIMENTO

A missão da ANEEL consiste em proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade, proporcionando equilíbrio entre a qualidade do serviço e a remuneração dos investimentos prestados com uma tarifa módica.

As tarifas de energia elétrica devem ser atribuídas de tal forma que possam estimular o fornecimento de energia com qualidade e assegurar aos prestadores de serviços ganhos suficientes para cobrir os custos operacionais e remunerar os investimentos necessários.

As regras para a prestação do serviço de distribuição encontram-se definidas nos contratos de concessão, assim como os mecanismos de correção tarifária, mecanismos pelos quais as tarifas de energia elétrica podem ser alteradas, permitindo a manutenção do equilíbrio econômico e financeiro das concessionárias.

Segundo [12], a receita requerida de uma concessionária de distribuição é composta pela soma de duas parcelas:

- Parcela A: custos não gerenciáveis, parcela que incorpora os custos relacionados às atividades de transmissão e geração de energia elétrica, inclusive geração própria, além de encargos setoriais; e
- Parcela B: custos gerenciáveis, parcela que incorpora os custos típicos da atividade de distribuição e de gestão comercial dos clientes.

Os reajustes tarifários, mecanismos de correção tarifário, restabelecem o poder de compra da receita da concessionária, segundo fórmula prevista no contrato de concessão, tendo periodicidade de um ano, exceto no ano de revisão tarifária.

As revisões tarifárias permitem um reposicionamento da tarifa de energia elétrica após completa análise dos custos eficientes e remuneração dos investimentos prudentes, observando-se os níveis de tarifas em empresas similares no contexto nacional e internacional, estimulando a eficiência e à modicidade das tarifas, sendo a primeira revisão procedida um ano após o quarto reajuste anual concedido.

No processo de revisão tarifária, a ANEEL estabelece os valores do Fator X, que deverão ser subtraídos ou acrescidos da parcela B, nos reajustes anuais subsequentes, incentivando as distribuidoras quanto a melhoria da qualidade dos serviços prestados.

Encontram-se também definidos nos contratos de concessão, os limites estabelecidos para os indicadores de continuidade coletivos, DEC e FEC, para o ano vigente, sendo definidos posteriormente para os outros anos em resolução específica da ANEEL e renegociados a cada ciclo periódico da revisão tarifária da concessionária, visando o processo de melhoria da continuidade do fornecimento de energia.

## 5.1 FATOR X

O Fator X tem por objetivo primordial a garantia de que o equilíbrio estabelecido na revisão tarifária entre receitas e despesas eficientes seja mantido nos reposicionamentos tarifários subsequentes. Isto ocorre por meio da transferência ao consumidor dos ganhos potenciais de produtividade do segmento de distribuição de energia elétrica [12].

Essa característica busca incentivar a melhoria da qualidade técnica e comercial dos serviços fornecidos aos consumidores, sendo formulado conforme ilustrado na equação (39).

$$\text{Fator } X = P_d + Q + T \quad (39)$$

Onde:

- $P_d$ : Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;
- $Q$ : Qualidade técnica e comercial do serviço prestado ao consumidor;
- $T$ : Trajetória de custos operacionais.

### 5.1.1 COMPONENTES GANHO DE PRODUTIVIDADE DA DISTRIBUIÇÃO E TRAJETÓRIA DE EFICIÊNCIA PARA OS CUSTOS OPERACIONAIS

O componente  $P_d$  consiste nos ganhos de produtividade das distribuidoras de energia elétrica no período histórico analisado, ajustado pela variação observada do mercado e das unidades consumidoras, pois esses são fatores que afetam os ganhos de produtividade das distribuidoras[12].

O cálculo desta componente baseia-se na produtividade média do segmento de distribuição, no crescimento médio do mercado faturado e na variação de unidades consumidoras da concessionária.

A componente  $T$  considera o ajuste dos custos operacionais, custos com pessoal, materiais, serviços de terceiros, tributos e seguros relativos à atividade de distribuição, ao custo operacional eficiente.

### 5.1.2 COMPONENTE DE QUALIDADE DO SERVIÇO

A componente de qualidade do serviço,  $Q$ , faz parte do Mecanismo de Incentivos estabelecido pela ANEEL visando a melhoria da qualidade dos serviços prestados pelas distribuidoras de energia elétrica aos consumidores, sendo resultado da qualidade dos serviços técnicos e comerciais prestados por cada distribuidora aos seus consumidores.

As parcelas referentes a qualidade dos serviços técnicos e comerciais são calculadas a partir dos indicadores ilustrados na Tabela 7, sendo dois indicadores correspondendo as características técnicas e outros cinco referentes as características comerciais. Os pesos atribuídos as duas parcelas são distintos e encontram-se indicados na equação (40).

$$Q = 0,70. Q_{Técnico} + 0,30. Q_{Comercial} \quad (40)$$

Os pesos associados aos setes indicadores avaliados devem ser modificados gradualmente até março de 2019, onde a partir de então passará a ser utilizada equação (41) para cálculo da componente de qualidade do serviço. Durante o processo de transição os pesos serão incrementados como ilustrado na **Tabela 8**. Encontram-se definidos na Tabela 7 os indicadores técnicos e comerciais aplicados ao cálculo da componente de qualidade do serviço.

Tabela 7 - Indicadores técnicos e comerciais considerados na componente Q.

Sigla Indicador	Indicador	Definição	Padrões Estabelecidos para Atendimento	Distribuidoras Avaliadas	Regulamentação
<b>Comerciais</b>					
FER	Frequência Equivalente de Reclamação	Frequência equivalente de reclamações a cada mil unidades consumidoras	Valor máximo definido para cada Distribuidora	Todas	REN n° 574/2012
IASC	Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor	Resultado de pesquisa de avaliação do grau de satisfação do consumidor residencial com os serviços prestados	Valor mínimo de 70	Todas	
INS	Indicador de Nível de Serviço do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas atendidas pelas chamadas recebidas menos abandonadas	Valor maior ou igual a 85%	Aquelas com mais de 60 mil unidades	Art. 188 da REN n° 414/2010
IAb	Indicador de Abandono do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas abandonadas sobre recebidas menos abandonadas	Valor menor ou igual a 4%	Aquelas com mais de 60 mil unidades	Art. 188 da REN n° 414/2011
ICO	Indicador de Chamadas Ocupadas do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas ocupadas sobre oferecidas	Valor menor ou igual a: 4% até 2014; 2% a partir de 2015	Aquelas com mais de 60 mil unidades	Art. 188 da REN n° 414/2012
<b>Técnicos</b>					
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	Tempo que uma UC ficou sem energia elétrica para certo período	Valor máximo definido para cada Distribuidora	Todas	Módulo 8 do PRODIST
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	Número de vezes que uma UC ficou sem energia elétrica para certo período	Valor máximo definido para cada Distribuidora	Todas	Módulo 8 do PRODIST

Fonte: [12] PRORET, submódulo 2.5.

$$Q = 0,50. Q_{DEC} + 0,20. Q_{FEC} + 0,10. Q_{FER} + 0,10. Q_{IASC} + 0,04. Q_{INS} + 0,03. Q_{IAb} + 0,03. Q_{ICO} \quad (41)$$

Onde  $Q_{DEC}$ ,  $Q_{FEC}$ ,  $Q_{FER}$ ,  $Q_{IASC}$ ,  $Q_{INS}$ ,  $Q_{IAb}$  e  $Q_{ICO}$  são as parcelas de qualidade correspondentes aos respectivos indicadores.

**Tabela 8** - Valores finais dos pesos para concessionárias com mais de 60 mil unidades consumidoras.

Indicador	Metodologia 3º CRTP	Nova Metodologia			
	abr/15 a mar/16	abr/16 a mar/17	abr/17 a mar/18	abr/18 a mar/19	abr/19 a mar/20
DEC	50%	30%	37,5%	45%	50%
FEC	50%	30%	30,0%	27%	20%
INS			0,75%	1,8%	4%
ICO			0,375%	0,9%	3%
IAb			0,375%	0,9%	3%
FER			3,00%	7,2%	10%
IASC			3,00%	7,2%	10%
Total	100%	60%	75%	90%	100%

Fonte: [12] PRORET, submódulo 2.5.

As concessionárias que possuem menos de 60 mil unidades consumidoras, por não serem obrigadas a implantar centrais de tele atendimento, são avaliadas apenas por quatro indicadores, excluindo-se os indicadores INS, IAb e ICO, sendo os pesos redistribuídos entre os indicadores FER e IASC.

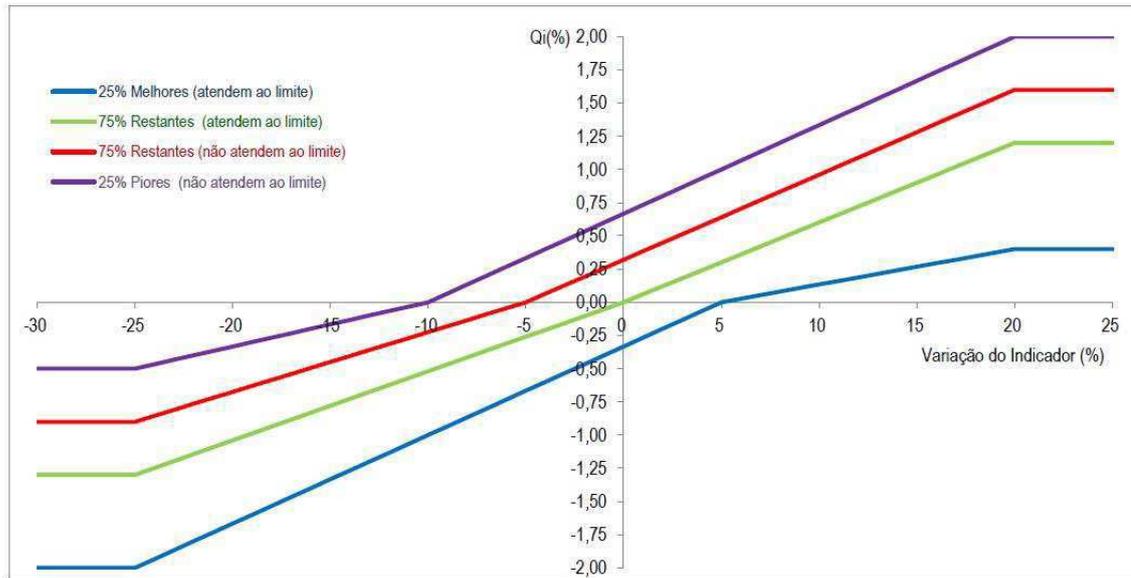
Para a obtenção das parcelas de qualidade dos diferentes indicadores presentes na equação (41) são necessários:

- i. As variações dos respectivos indicadores, para os últimos dois anos ( $\Delta_i$ );
- ii. Os valores limites dos indicadores, diferentes para cada concessionária;
- iii. O ranking de desempenho para definição das quatro classes.

A partir das informações de i, ii e iii, é possível dividir as concessionárias em dois grupos, dependendo se as mesmas cumpriram ou não os limites estabelecidos para o indicador em questão. Por sua vez, cada um destes dois grupos é subdividido em duas classes de distribuidoras, uma composta por 25% das melhores e os 75% das demais, a outra por 25% das piores e os 75% das demais.

As curvas utilizadas para o modelo aplicado para o indicador DEC encontram-se ilustradas na **Figura 12**.

**Figura 12** - Curvas para o modelo aplicado para o Indicador DEC.



Fonte: [12] PRORET, módulo 2.5

Por meio das curvas definidas para análise do DEC é possível observar que:

- i. O valor de cada parcela de qualidade ( $Q_i$ ) é função da variação do indicador de qualidade ( $\Delta_i$ ) nos dois anos anteriores consecutivos;
- ii. Fatores negativos de  $Q_i$  indicam redução do Fator X e por consequência aumento da tarifa, por outro lado valores positivos de  $Q_i$  levam a redução da tarifa;
- iii. Variações positivas dos indicadores ( $\Delta_i > 0$ ) indicam piora da qualidade do indicador em análise, enquanto variações negativas ( $\Delta_i < 0$ ) indicam melhora da qualidade.

Para cada indicador de qualidade técnica e comercial foram desenvolvidos modelos, onde se observam as retas que caracterizam as quatro classes de distribuidoras, sendo cada uma destas classes identificadas por curvas características, com diferentes parâmetros de tolerância, inclinação, amplitude e saturação.

A tolerância é o ponto em que a reta cruza o eixo x, indicando o valor máximo da variação do indicador de qualidade a partir do qual a concessionária passa a ter redução da tarifa. Em geral, distribuidoras com os melhores indicadores de qualidade podem piorar até certo percentual (tolerância positiva) e, mesmo assim, não sofrer redução na tarifa.

A inclinação das retas indica o grau de incentivo ou desincentivo aplicado às concessionárias pelo modelo, em geral as concessionárias que fazem parte das 25% melhores, mesmo apresentando diferenças de variações consideráveis acima do eixo x, não impactam

significativamente na redução da tarifa, ao contrário das 25% piores que possuem uma grande inclinação da reta acima do eixo x.

## **5.2 ANÁLISE COMPARATIVA DE DESEMPENHO PARA O ESTABELECIMENTO DOS LIMITES DOS INDICADORES DEC E FEC**

Durante o processo de determinação dos limites para os indicadores de continuidade DEC e FEC, descrito na seção 5.3.2.2 deste trabalho, é utilizado o método da análise comparativa, com base nos atributos selecionados e os limites dos conjuntos de unidades consumidoras estabelecidos de acordo com o desempenho dos conjuntos.

O método da análise comparativa estimula a eficiência entre os conjuntos e garante limites adequados para conjuntos com características distintas.

A metodologia de análise pode ser dividida em sete etapas, sendo estas:

- i. Seleção dos atributos a serem utilizados;
- ii. Extração dos atributos para os conjuntos de UCs;
- iii. Aplicação do método dinâmico para definição dos conjuntos semelhantes;
- iv. Avaliação dos conjuntos heterogêneos;
- v. Avaliação do suprimento aos conjuntos;
- vi. Avaliação das trajetórias de redução intensas;
- vii. Análise das contribuições da sociedade quanto aos limites.

A seleção dos atributos a serem utilizados é realizada a partir de uma base de dados com 146 atributos distintos de 43 distribuidoras do país. A seleção é realizada através de uma técnica estatística de regressão, após análise de correlação dos atributos com os indicadores DEC e FEC e da autocorrelação dos atributos.

Segundo [13], se os atributos não forem efetivamente explicativos do desempenho dos indicadores de continuidade, por mais que o método seja capaz de estabelecer a similaridade entre os conjuntos, a comparação de desempenho será prejudicada e não irá condizer com a realidade.

A extração dos atributos para os conjuntos de UCs em análise é realizada a partir do banco de dados geográficos da distribuição, encaminhados anualmente pelas concessionárias à ANEEL.

O método dinâmico tem como objetivo determinar os conjuntos mais semelhantes a cada conjunto de unidades consumidoras do país. Desta forma, para cada conjunto é formado um agrupamento de conjuntos que possuem características mais próximas ao de referência [13].

O método é aplicado separadamente para os indicadores DEC e FEC, visto que os atributos selecionados podem não ser coincidentes para ambos os casos.

Para a aplicação do método, adota-se a medida de similaridade euclidiana que se baseiam na proximidade existente entre os elementos de um atributo a outro, conforme equação (42).

$$D(x_i, x_j) = \left( \sum_{l=1}^d |x_{il} - x_{jl}|^{\frac{1}{2}} \right)^2 \quad (42)$$

Onde  $x_i$  e  $x_j$  são os conjuntos de unidades consumidoras de uma matriz de dados com  $d$  dimensões, sendo  $d$  o total de atributos utilizados.

Deste modo, calcula-se a distância entre os conjuntos em análise e todos os conjuntos do Brasil, criando-se então uma matriz de distâncias de ordem  $n$ , onde  $n$  é a quantidade de conjuntos. Posteriormente, define-se o número de conjuntos com os quais deseja-se comparar cada conjunto de UCs em análise, sendo adotado em [14] o número 100. Com isso os conjuntos em análise são comparados aos 100 conjuntos mais próximos, respeitando o limite de homogeneidade entre eles.

A obtenção do limite de homogeneidade dá-se através da grandeza denominada heterogeneidade percentual, ou seja, a dispersão máxima permitida entre os atributos dos conjuntos dentro de um agrupamento, conforme a equação (43). O valor limite para esta grandeza foi definido, com base em análises estatísticas, em 20% (vinte por cento), conforme análise apresentada em [14].

$$\text{Heterogeneidade} = \frac{\text{Max}(Dist_i^j)}{3 \times \sqrt{k}} \quad (43)$$

Onde:

- $i$ : índice do conjunto de referência;
- $j$ : conjuntos próximos ao conjunto  $i$ ;
- $Dist_i^j$ : distância euclidiana do conjunto  $i$  para o conjunto  $j$ ;
- $k$ : número de atributos.

O limite inferior e superior estabelecido em [14] para os conjuntos comparáveis são respectivamente 50 e 100, sendo os conjuntos que formam agrupamentos com menos de 50 membros semelhantes considerados atípicos, recebendo um tratamento em separado.

Determinados os conjuntos semelhantes ao conjunto em análise, parte-se para a definição dos limites para os indicadores. Os valores de referência para cada agrupamento são definidos pela ANEEL, o qual definirá o limite objetivo a ser alcançado pelos conjuntos em análise.

Por meio da equação (44) é calculado a posição do conjunto que definirá o limite objetivo, a partir de uma ordenação dos conjuntos de acordo com a média dos desempenhos observados com base nos valores apurados de DEC e FEC dos conjuntos, para os últimos três anos.

$$Posição = int \left( (N_{ConjSeme} - 1) * Percentil + 1 \right) \quad (44)$$

Em que:

- Percentil: 20 para conjuntos interligados aéreos e 50 para conjuntos aéreos isolados;
- $N_{ConjSeme}$ : número de conjuntos semelhantes do agrupamento.

Por definição o período de transição para que o conjunto alcance o valor limite deve ser de 8 anos, período de duas revisões tarifárias. As trajetórias de limites são construídas para os 8 anos subsequentes, porém, como estes valores são redefinidos a cada revisão, consideram-se apenas os anos iniciais da trajetória.

A trajetória que parte do limite atual até o limite objetivo é linear e descrita pelas equações (45) e (46), a depender da relação entre os limites atual e objetivo.

$$Limite^t = Limite^0 - t \times \left( \frac{Limite^0 - Limite^{objetivo}}{T} \right) \quad (45)$$

$$se \ Limite^0 > Limite^{objetivo}$$

$$Limite^t = Limite^0, se \ Limite^0 \leq Limite^{objetivo} \quad (46)$$

Onde:

- T: período de transição, considerado 8 anos;
- t: ano que se deseja calcular o limite;

- $Limite^t$ : limite a ser calculado para o ano t;
- $Limite^0$ : limite atual;
- $Limite^{objetivo}$ : limite objetivo.

A avaliação dos conjuntos heterogêneos ocorre para os conjuntos cuja heterogeneidade percentual excede o limite dos 20%, sendo aplicada uma métrica denominada Score ANI, com o objetivo de identificar se o conjunto em análise possui características mais ou menos favoráveis que aqueles do seu agrupamento.

Para proceder com o cálculo, primeiramente, normaliza-se individualmente cada atributo de cada conjunto do Brasil, de modo que o atributo mais complexo receba 100%, enquanto o menos complexo receba o valor 0%, denominando-se essa grandeza normalizada como Atributo Normalizado Individual (ANI). Excluem-se nesta etapa valores extremos (outliers), retirados temporariamente da base de dados.

O cálculo do valor ANI é realizado conforme a equação (47), caso a complexidade da prestação do serviço aumente conforme se eleve o valor do atributo, ou conforme a equação (48), caso a complexidade da prestação do serviço diminua conforme se eleve o valor do atributo. Para comprovar se a complexidade aumenta ou diminui, é utilizado o sinal de correlação de Pearson entre o atributo e os indicadores DEC e FEC.

$$ANI_{i,j} = \frac{X_{i,j} - X_{jMín}}{X_{jMáx} - X_{jMín}} \times 100[\%] \quad (47)$$

$$ANI_{i,j} = 100 - \frac{X_{i,j} - X_{jMín}}{X_{jMáx} - X_{jMín}} \times 100[\%] \quad (48)$$

Onde:

- $i$ : índice do conjunto;
- $j$ : índice do atributo;
- $X_{i,j}$ : valor do atributo j do conjunto i;
- $X_{jMín}$ : valor mínimo do atributo j na base de dados;
- $X_{jMáx}$ : valor máximo do atributo j na base de dados;

Para os valores extremos (outliers) o cálculo deve proceder da mesma forma, porém, como o valor do atributo do conjunto excederá o valor máximo calculado, o resultado do valor ANI poderá exceder os 100% (equação (47)) ou ser negativo (equação (48)).

Uma vez obtidos os ANI para todos os atributos de todos os conjuntos da base de dados, calcula-se, para cada conjunto heterogêneo, um indicador que determina se esse conjunto possui, em média, atributos mais ou menos favoráveis em relação aos conjuntos de seu agrupamento. Para tanto, os ANI de cada atributo do conjunto heterogêneo são subtraídos dos ANI médios de cada atributo dos conjuntos de seu agrupamento. A seguir, somam-se os resultados das subtrações de ANI de todos os atributos e divide-se o resultado pela quantidade de atributos, criando-se um único indicador denominado “Score ANI” [15], conforme equação (49).

$$Score\ ANI = \frac{\sum_{j=1}^n (ANI_{h,j} - ANI_j)}{n} 100[\%] \quad (49)$$

Onde:

- $ANI_{h,j}$ : ANI do conjunto heterogêneo para o atributo  $j$ ;
- $ANI_j$ : ANI médio dos conjuntos do agrupamento do conjunto heterogêneo, para o atributo  $j$ ;
- $j$ : índice do atributo;
- $n$ : quantidade de atributos.

Por fim, o Score ANI de um conjunto heterogêneo é utilizado para modificar o *percentil* do conjunto heterogêneo, a partir da **Tabela 9**. Com base no novo valor *percentil*, é necessário retornar à equação (49) e seguir com o procedimento do cálculo da posição e posteriormente dos limites dos indicadores.

**Tabela 9** - Variação nos percentis a serem utilizados para conjuntos heterogêneos com base no Score ANI.

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

**Fonte:** [15] Nota Técnica n° 0029/2015-SRD/ANEEL.

Após a conclusão da análise comparativa, percebe-se que o limite objetivo estabelecido de um conjunto considerou os valores apurados de DEC e FEC, os quais englobam as interrupções de origem externa ao sistema de distribuição, e que com isso, os conjuntos que sofreram com a participação elevada deste tipo de interrupção acabam sendo penalizados, quando comparados aos que sofreram com participações mínimas destas interrupções.

Assim, considera-se como atípico as interrupções externas com participação superior a 9% do limite do DEC e a 15% do limite do FEC, sendo o cálculo do percentual realizado a partir das equações (50) e (51).

$$Perc\_Sup_{DEC} = \frac{\frac{DECx_{Ano1}}{DEC L_{Ano1}} + \frac{DECx_{Ano2}}{DEC L_{Ano2}} + \frac{DECx_{Ano3}}{DEC L_{Ano3}}}{3} (\%) \quad (50)$$

$$Perc\_Sup_{FEC} = \frac{\frac{FECx_{Ano1}}{FEC L_{Ano1}} + \frac{FECx_{Ano2}}{FEC L_{Ano2}} + \frac{FECx_{Ano3}}{FEC L_{Ano3}}}{3} (\%) \quad (51)$$

Onde:

- Perc\_Sup<sub>DEC</sub>: participação percentual do DEC externo no limite do indicador DEC;
- Perc\_Sup<sub>FEC</sub>: participação percentual do FEC externo no limite do indicador FEC;
- DEC<sub>x</sub>: DEC apurado de origem externa ao sistema de distribuição;
- FEC<sub>x</sub>: FEC apurado de origem externa ao sistema de distribuição;
- DEC L: DEC limite; e
- FEC L: FEC limite.

Por fim, estabeleceu-se em [14] que os conjuntos que sofreram com participação de interrupção externas superior a 9% para o DEC e 15% para FEC tenham trajetórias de limites atenuadas. Sendo definida então uma trajetória linear para redução destas participações, onde o valor inicial da trajetória resulta da diferença entre o valor apurado do indicador externo ao conjunto e a média dos valores apurados do indicador externo dos conjuntos do agrupamento, chegando a zero em cinco anos. A nova trajetória será então somada a trajetória que desconsiderava esta situação, resultando na trajetória final, porém, caso a soma das duas trajetórias resulte em um limite superior ao limite atual do conjunto, prevalece o atual.

A avaliação das trajetórias de redução intensas previne a aplicação de trajetórias de redução acima do limite estabelecido como factível. Para isso, analisou-se o desempenho dos conjuntos entre 2011 e 2013 e observou-se que os valores máximos de redução anual foram de 8 horas para o DEC e 5 interrupções para o FEC, valores estes fixados com limites para o cálculo das trajetórias de redução.

Por fim, procurando agregar mais transparência e menos subjetividade ao processo de análise, a ANEEL realiza a análise das contribuições da sociedade, por meio das Audiências

Públicas, concedendo às distribuidoras e aos consumidores a oportunidade de apresentar eventuais características da área de concessão em análise que tenham impacto relevante sobre a qualidade do serviço.

Finalmente, as contribuições apresentadas são avaliadas, podendo promover ajustes nos limites resultantes da metodologia com base nas justificativas expostas.

O resultado da análise comparativa realizado para a concessionária Elektro, em 22 de maio de 2015, encontra-se ilustrado na **Figura 13**, onde constam os valores limites propostos para os indicadores DEC e FEC.

**Figura 13** - Histórico de apuração e limites propostos para os indicadores globais da ELEKTRO.



**Fonte:** [15] Nota Técnica nº 0029/2015-SRD/ANEEL.

## **6 ANÁLISE DO HISTÓRICO DOS INDICADORES DE DISTRIBUIÇÃO**

Os indicadores de distribuição são formados a partir dos indicadores, adotados pela ANEEL, que quantificam a eficiência das distribuidoras de energia elétrica quanto a qualidade da prestação dos serviços e do produto comercializado.

Em [8] encontram-se todos os indicadores associados à qualidade do serviço e do produto, como:

- Indicadores individuais de continuidade;
- Indicadores coletivos de continuidade;
- Compensação pela transgressão dos limites de continuidade;
- Indicadores de conformidade do nível de tensão;
- Tempos médios de atendimento às ocorrências emergenciais; e
- Segurança do trabalho e das instalações.

Encontra-se também disponível no portal da ANEEL, em [18], o novo Painel de Desempenho das Distribuidoras de Energia Elétrica, uma ferramenta interativa e dinâmica para que as pessoas acompanhem a evolução do desempenho das distribuidoras. A ferramenta concentra os principais indicadores de desempenho adotados no setor, facilitando o acompanhamento da evolução de cada distribuidora.

### **6.1 INDICADORES DE CONFORMIDADE DO NÍVEL DE TENSÃO**

Os valores dos indicadores de conformidade do nível de tensão  $DRP_E$  e  $DRC_E$ , detalhados na seção 4.1.1.2, são apresentados pelas distribuidoras de energia elétrica à ANEEL no mês seguinte ao trimestre de apuração do indicador, como também as compensações pagas pelas violações dos indicadores individuais  $DRP$  e  $DRC$ .

O histórico dos indicadores presente em [8] apresenta os valores dos indicadores de conformidade do nível de tensão entre os anos de 2003 e 2015, porém, a quantidade e o valor das compensações pagas só estão disponíveis a partir do ano de 2010, sendo este período então o foco da análise.

**Figura 14** - Evolução do número de compensações e dos valores pagos de compensações por inconformidade de nível de tensão.



Com base na **Figura 14** é possível observar a tendência de redução no valor total das compensações pagas pela violação dos indicadores, estando a maior variação no ano de 2013, com uma redução de aproximadamente 35% em relação ao ano anterior. É possível também identificar uma estagnação com relação as quantidades de compensações pagas ao longo dos anos, em torno de 225.000 (duzentos e vinte e cinco mil) ocorrências. Estas duas tendências indicam um possível cenário onde as distribuidoras priorizam o restabelecimento do fornecimento dos grandes consumidores, onde os valores de compensações a serem pagas são mais elevados, face aos pequenos consumidores.

Tendo em vista que a elaboração de uma análise do desempenho das empresas com relação a conformidade do nível de tensão, a partir dos valores de compensações pagas ou quantidade de compensações pagas resultaria em uma pior qualificação das empresas com maior número de clientes e maior receita, optou-se por adotar uma metodologia de compensações por unidade consumidora, onde, os gastos despendidos pelas concessionárias com compensações ou as quantidades de compensações pagas são divididos pelo total de unidades consumidoras da mesma, diferenciando o resultado a partir do porte das distribuidoras.

As análises de desempenho das distribuidoras apresentadas a seguir baseiam-se no histórico dos indicadores disponibilizados pela ANEEL em [8], no percentual do número de consumidores por distribuidora associadas a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica, ABRADDEE, disponível em [16], e no número total de consumidores por região geográfica extraído do Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2015, disponível em [17].

Considerando-se os valores gastos por compensações e o número de unidades consumidoras das distribuidoras, elencou-se as concessionárias menos eficientes, ilustradas na **Tabela 10**, para os anos de 2011 a 2015.

**Tabela 10** - Concessionárias menos eficientes em relação a valores pagos por compensações.

Ano	DRCE	DRPE	Quantidade de compensações	Valor de compensações (R\$)	Distribuidora	Região	Unidades Consumidoras	R\$/UC
2011	3,23	5,76	51580	5.281.386,17	AES-SUL	Sul	1.281.039	4,12
2011	0,08	7,14	58850	8.899.147,94	CELPA	Norte	2.261.110	3,94
2011	3,16	6,1	17203	3.936.630,21	CEMAR	Nordeste	2.207.091	1,78
2011	0,03	0,41	1587	441.107,87	ETO	Norte	555.631	0,79
2011	1,02	4,56	4924	127.374,51	ELETROACRE	Norte	239.230	0,53
2012	0,72	3,81	29257	5.819.333,92	CEMAR	Nordeste	2.207.091	2,64
2012	2,68	5,24	45694	3.123.877,54	AES-SUL	Sul	1.281.039	2,44
2012	3,45	6,51	5615	533.040,03	ELETROACRE	Norte	239.230	2,23
2012	5,53	5,93	13377	3.352.497,92	CEEE-D	Sul	1.589.723	2,11
2012	3,36	5,99	1322	153.991,26	CERON	Norte	108.039	1,43
2013	1,52	5,44	2647	364.569,67	CERON	Norte	108.039	3,37
2013	2,68	7,84	6057	588.300,88	ELETROACRE	Norte	239.230	2,46
2013	0,07	1,76	34945	4.655.741,14	CEMAR	Nordeste	2.207.091	2,11
2013	1,33	3,6	25105	1.058.309,33	AES-SUL	Sul	1.281.039	0,83
2013	1,06	3,52	16752	1.109.250,38	CEEE-D	Sul	1.589.723	0,70
2014	4,59	13,7	22620	1.215.875,00	ELETROACRE	Norte	239.230	5,08
2014	1,98	3,54	3415	455.988,15	CERON	Norte	108.039	4,22
2014	0,58	1,11	1682	2.647.808,22	CEB-DIS	Centro-Oeste	987.789	2,68
2014	0,45	2,24	33235	2.495.568,94	CEMAR	Nordeste	2.207.091	1,13
2014	0,02	0,49	2392	468.580,44	ETO	Norte	555.631	0,84
2015	9,79	15,7	28584	2.096.287,00	ELETROACRE	Norte	239.230	8,76
2015	6,01	4,25	4288	758.670,78	CERON	Norte	108.039	7,02
2015	3,55	3,08	33035	2.150.570,42	CEMAR	Nordeste	2.207.091	0,97
2015	1,07	3,32	3070	483.113,10	ETO	Norte	555.631	0,87
2015	0,13	0,62	8888	1.967.939,57	AMPLA	Sudeste	2.546.643	0,77

De forma análoga, no cenário onde consideram-se as quantidades de compensações pagas ao invés dos valores pagos, é possível observar poucas alterações entre as distribuidoras menos eficientes, como ilustrado na **Tabela 11**.

**Tabela 11** - Concessionárias menos eficientes em relação a quantidade de compensações pagas.

Ano	DRCE	DRPE	Quantidade de compensações	Valor de compensações (R\$)	Distribuidora	Região	Unidades Consumidoras	Quantidade de Compensações/UC [%]
2011	3,23	5,76	51580	5.281.386,17	AES-SUL	Sul	1.281.039	4,03
2011	0,08	7,14	58850	8.899.147,94	CELPA	Norte	2.261.110	2,60
2011	1,02	4,56	4924	127.374,51	ELETROACRE	Norte	239.230	2,06
2011	1,92	1,89	14843	465.490,99	EPB	Nordeste	1.327.341	1,12
2011	3,16	6,1	17203	3.936.630,21	CEMAR	Nordeste	2.207.091	0,78
2012	2,68	5,24	45694	3.123.877,54	AES-SUL	Sul	1.281.039	3,57
2012	3,45	6,51	5615	533.040,03	ELETROACRE	Norte	239.230	2,35
2012	0,72	3,81	29257	5.819.333,92	CEMAR	Nordeste	2.207.091	1,33
2012	3,36	5,99	1322	153.991,26	CERON	Norte	108.039	1,22
2012	3,71	5,24	12060	275.145,64	CEPISA	Nordeste	1.149.848	1,05
2013	2,68	7,84	6057	588.300,88	ELETROACRE	Norte	239.230	2,53
2013	1,52	5,44	2647	364.569,67	CERON	Norte	108.039	2,45
2013	1,33	3,6	25105	1.058.309,33	AES-SUL	Sul	1.281.039	1,96
2013	0,07	1,76	34945	4.655.741,14	CEMAR	Nordeste	2.207.091	1,58
2013	4,46	5,7	15469	346.606,66	CEPISA	Nordeste	1.149.848	1,35
2014	4,59	13,7	22620	1.215.875,00	ELETROACRE	Norte	239.230	9,46
2014	1,98	3,54	3415	455.988,15	CERON	Norte	108.039	3,16
2014	5,37	5,19	17728	362.371,84	CEPISA	Nordeste	1.149.848	1,54
2014	0,45	2,24	33235	2.495.568,94	CEMAR	Nordeste	2.207.091	1,51
2014	0,54	1,11	20871	1.112.275,58	CEEE-D	Sul	1.589.723	1,31
2015	9,79	15,7	28584	2.096.287,00	ELETROACRE	Norte	239.230	11,95
2015	6,01	4,25	4288	758.670,78	CERON	Norte	108.039	3,97
2015	4	6,05	20327	391.234,02	CEPISA	Nordeste	1.149.848	1,77
2015	3,55	3,08	33035	2.150.570,42	CEMAR	Nordeste	2.207.091	1,50
2015	0,52	1,26	20423	1.021.754,55	CEEE-D	Sul	1.589.723	1,28

Desta forma, destacam-se de forma negativa as empresas ELETROACRE, CEMAR, CERON e CEPISA presentes ao longo dos últimos cinco anos, entre as empresas menos eficientes com relação aos valores de compensações pagas por unidade consumidora ou quanto a quantidade de compensações pagas por unidade consumidora.

## 6.2 INDICADORES COLETIVOS DE CONTINUIDADE

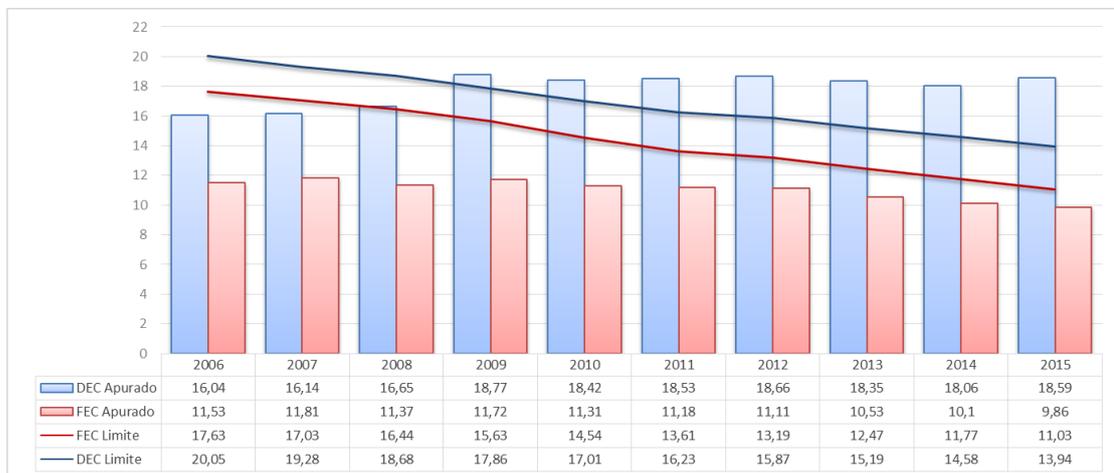
Visando manter a qualidade na prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, a ANEEL exige que as concessionárias mantenham um padrão de continuidade e, para tal, edita limites para os indicadores coletivos de continuidade, DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), conforme definido no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST [8].

Os indicadores apurados pelas concessionárias de energia elétrica são enviados a ANEEL para verificação da continuidade dos serviços prestados, sendo contabilizado através dos indicadores DEC e FEC o número total de horas e o número de vezes que uma unidade consumidora ficou sem abastecimento de energia elétrica para o período considerado.

### 6.2.1 PANORAMA NACIONAL

O panorama nacional brasileiro para os últimos dez anos, com relação a continuidade do abastecimento de energia elétrica, encontra-se ilustrado na **Figura 15**.

**Figura 15** - Evolução do DEC e FEC no Brasil para os anos de 2006 a 2015.



Observa-se que nos últimos sete anos o DEC apurado tem superado o valor limite estabelecido, onde o valor apurado tem permanecido estagnado acima das dezoito horas anuais enquanto o valor limite tem reduzido a uma taxa de 4% ao ano. Considerando-se um cenário onde o DEC limite permanecesse constante, para atingir-se a meta no ano de 2016 seria necessária uma redução de 33% do valor apurado, com relação ao ano anterior.

Destaca-se ainda a involução do indicador para o ano de 2009, onde houve um aumento do valor apurado de aproximadamente 13%, acrescentando mais de duas horas no acumulado anual.

Para as frequências de interrupções equivalentes, no ano de 2015 observou-se uma melhora do valor apurado de aproximadamente 7% em comparação ao ano de 2013, reduzindo-se o número de interrupções abaixo da média de onze ocorrências registradas nos anos anteriores.

Convém observar que a taxa de redução do FEC limite tem se mantido em torno de 5% ao ano, portanto, estima-se que no ano de 2017, caso mantenham-se proporcionais as taxas de redução do valor apurado e limite, o FEC apurado exceda o FEC limite pela primeira vez ao longo dos últimos anos.

## 6.2.2 RANKING DA CONTINUIDADE DO SERVIÇO

Todo início de ano a ANEEL divulga, a partir do seu portal na internet, o ranking anual das concessionárias de distribuição de energia elétrica em relação à continuidade do serviço prestado. A avaliação é desenvolvida a partir do indicador de desempenho global de continuidade, DGC, cujo método de cálculo encontra-se descrito em 4.2.3.2.

O ranking avalia todas as concessionárias do país para o período de janeiro a dezembro e é dividido em dois grupos de acordo com o porte da empresa. O ranking das empresas com mercado maior que 1 TWh encontra-se ilustrado na **Tabela 12**.

**Tabela 12** - Indicador DGC, mercado maior que 1 TWh.

Posição no Ranking	DGC	Sigla	Empresa	Região
1º	0,65	CEMAR	COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO	NE
2º	0,71	EPB	ENERGISA PARAÍBA - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA	NE
3º	0,73	CPFL SANTA CRUZ	COMPANHIA LUZ E FORÇA SANTA CRUZ	SE
4º	0,76	AME <sup>(1)</sup>	AMAZONAS DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S/A	NO
5º	0,77	ESCELSA	ESPÍRITO SANTO CENTRAIS ELÉTRICAS S/A.	SE
6º	0,79	EMG	ENERGISA MINAS GERAIS - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	SE
7º	0,81	ELEKTRO	ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S/A.	SE
7º	0,81	CPFL-PAULISTA	COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ	SE
9º	0,82	CPFL- PIRATININGA	COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ	SE
10º	0,83	BANDEIRANTE	BANDEIRANTE ENERGIA S/A.	SE
11º	0,84	ESE	ENERGISA SERGIPE - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	NE
11º	0,84	COSERN	COMPANHIA ENERGÉTICA DO RIO GRANDE DO NORTE	NE
13º	0,85	CEMIG-D	CEMIG-D - CEMIG DISTRIBUIÇÃO S/A	SE
13º	0,85	COELCE	COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ	NE
15º	0,87	EMS	ENERGISA MATO GROSSO DO SUL - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	CO
16º	0,91	ETO	ENERGISA TOCANTINS - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	NO
17º	0,96	CELPA <sup>(1)</sup>	CENTRAIS ELÉTRICAS DO PARÁ S/A.	NO
18º	0,97	RGE	RIO GRANDE ENERGIA S/A.	SU
19º	0,99	CELPE	COMPANHIA ENERGÉTICA DE PERNAMBUCO	NE
20º	1,01	CELESC-DIS	CELESC DISTRIBUIÇÃO S.A.	SU
21º	1,03	COPEL-DIS	COPEL DISTRIBUIÇÃO S/A	SU
22º	1,09	EEB	EMPRESA ELÉTRICA BRAGANTINA S/A.	SE
23º	1,13	AES-SUL	AES SUL DISTRIBUIDORA GAÚCHA DE ENERGIA S/A.	SU

24°	1,15	EMT <sup>(1)</sup>	ENERGISA MATO GROSSO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	CO
25°	1,18	COELBA	COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO ESTADO DA BAHIA	NE
26°	1,19	LIGHT	LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S/A.	SE
27°	1,22	CEEE-D	COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	SU
27°	1,22	CEPISA	COMPANHIA ENERGÉTICA DO PIAUÍ	NE
27°	1,22	CAIUÁ-D	CAIUÁ DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S/A	SE
30°	1,37	CEB-DIS	CEB DISTRIBUIÇÃO S/A	CO
31°	1,54	CERON <sup>(1)</sup>	CENTRAIS ELÉTRICAS DE RONDÔNIA S/A.	NO
32°	1,8	CEAL	COMPANHIA ENERGÉTICA DE ALAGOAS	NE
33°	1,87	AMPLA	AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S/A	SE
34°	2,01	ELETROPAULO <sup>(2)</sup>	ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S/A	SE
35°	2,24	CELG-D	CELG DISTRIBUIÇÃO S.A.	CO
36°	2,33	CEA <sup>(1)</sup>	COMPANHIA DE ELETRICIDADE DO AMAPÁ	NO

(1) Distribuidoras que suprem cargas localizadas em sistemas elétricos isolados – não conectados ao SIN.

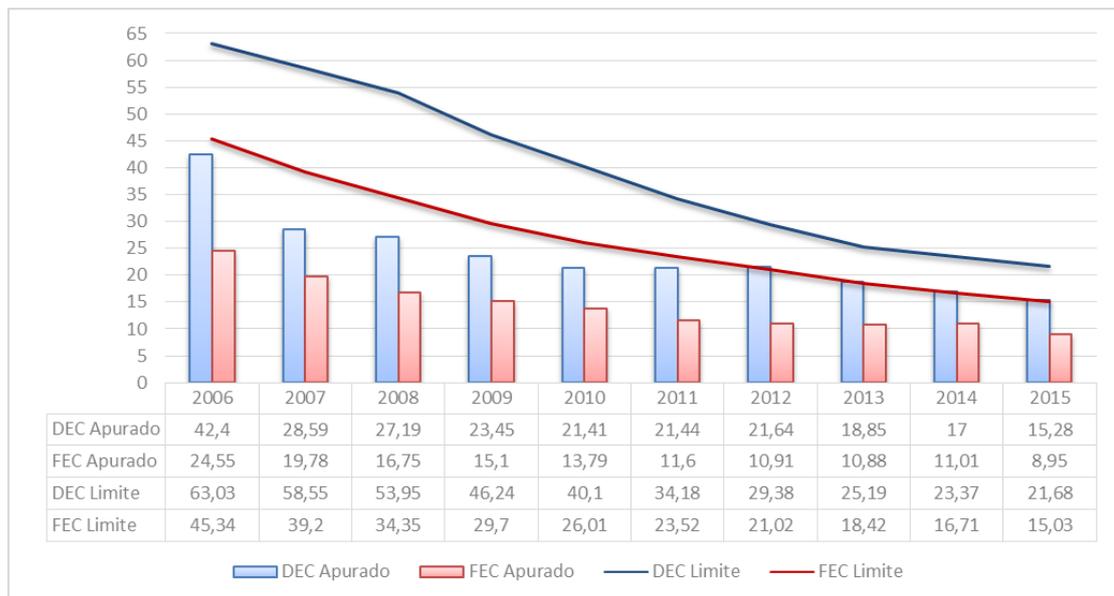
(2) A distribuidora identificou erros em seu processo de apuração de indicadores e comunicou o fato à ANEEL.

A Agência instaurou procedimento administrativo no sentido de apurar as causas e a extensão dessas inconsistências.

Fonte: [8] ANEEL.

O detalhamento dos indicadores DEC e FEC das distribuidoras CEMAR, 1ª colocada, e CELG-D, 35ª colocada no ranking de continuidade estão ilustrados nas **Figura 16** e **Figura 17**.

**Figura 16** - Evolução do DEC e FEC para distribuidora CEMAR.

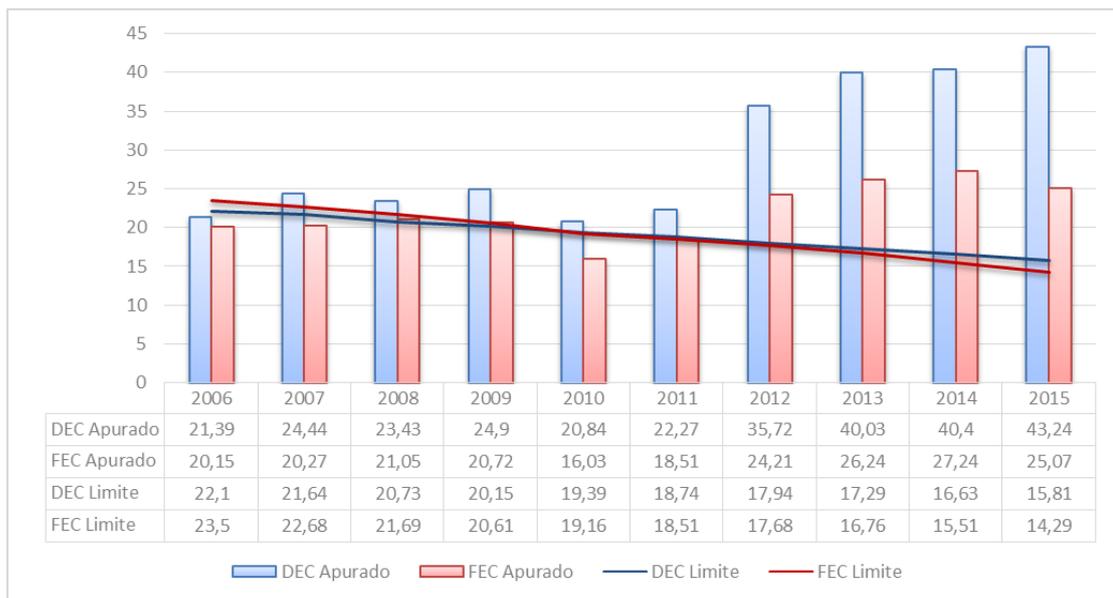


Na **Figura 16** é possível observar o excelente desempenho da distribuidora CEMAR, primeira colocada no ranking de continuidade, estando para todos os anos a partir de 2006, os valores apurados dos indicadores DEC e FEC inferiores a meta estipulada. Destaca-se ainda a

evolução do DEC no ano de 2007, apresentando uma redução de 42,4 para 28,59 horas, representando uma redução de aproximadamente 33% com relação ao apurado do ano anterior.

Em contrapartida, a partir da **Figura 17**, é possível observar a evolução dos indicadores para uma das empresas menos eficientes com relação a continuidade do serviço prestado, a CELG-D, penúltima colocada no ranking de continuidade para distribuidoras com mercado maior que 1 TWh.

**Figura 17** - Evolução do DEC e FEC para distribuidora CELG-D.



Neste cenário, após cinco anos em ascendência o FEC apurado apresenta-se em 2015 abaixo do acumulado do ano anterior, porém, ainda excedendo a meta em aproximadamente onze interrupções. O DEC em contrapartida apresenta-se em 2015 acima do limite estabelecido em aproximadamente 28 horas e ainda com tendência de crescimento positiva.

### 6.2.3 COMPENSAÇÃO PELA TRANSGRESSÃO DOS LIMITES DE CONTINUIDADE

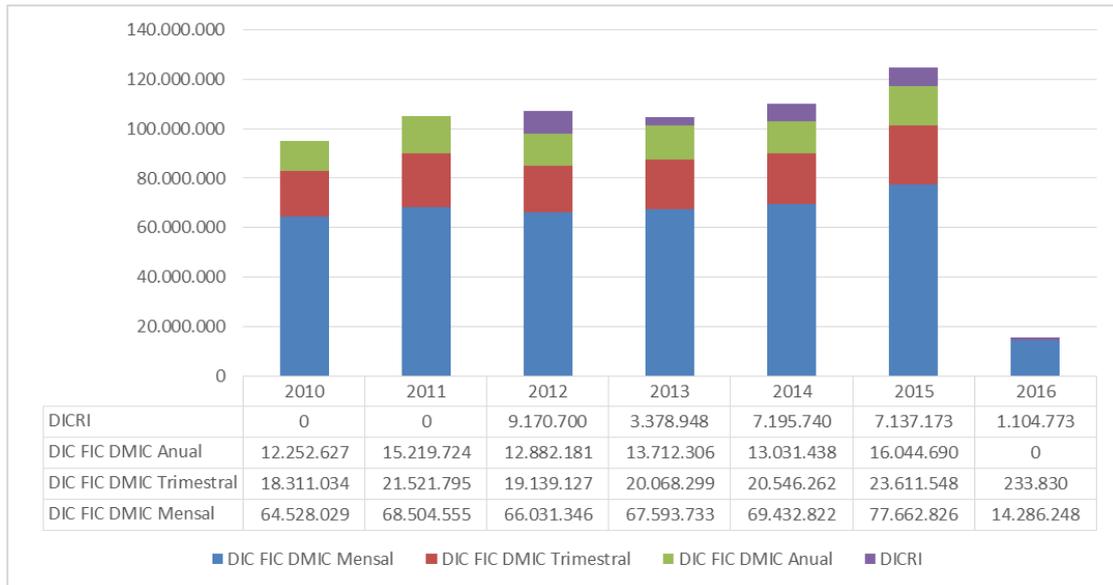
Como apresentado na seção 0, caso ocorram violações dos indicadores de continuidade individuais, DIC, FIC DMIC ou DICRI, cabe a distribuidora calcular o valor da compensação e ressarcir o consumidor.

Os valores pagos por transgressões dos limites de continuidade são informados pelas concessionárias em até três meses após a apuração dos indicadores e passíveis de fiscalização pela ANEEL. Ressalta-se que uma unidade consumidora pode ser compensada mais de uma

vez ao ano, portanto, o número de compensações pagas não reflete exatamente o número de unidades consumidoras compensadas.

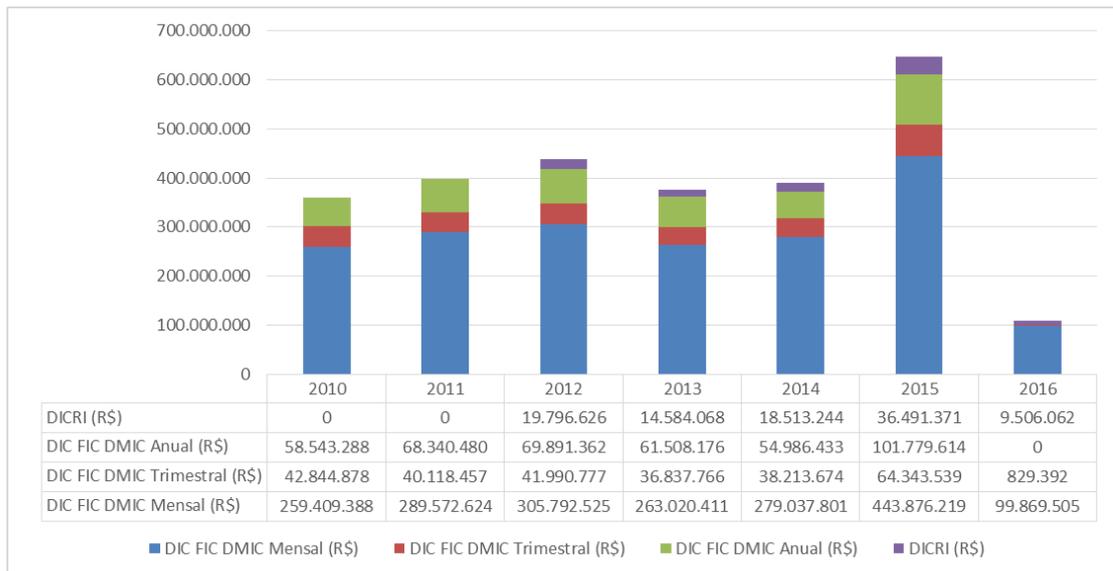
O histórico nacional das quantidades de compensações assim como o montante pago em compensações decorrente de transgressões dos limites de continuidade estão ilustrados na **Figura 18** e **Figura 19**, respectivamente.

**Figura 18** - Quantidade de compensações por transgressões dos limites de continuidade.



Fonte: [8] ANEEL.

**Figura 19** - Valores das compensações por transgressões dos limites de continuidade.



Fonte: [8] ANEEL.

Para as quantidades de compensações pagas, observa-se que as taxas de crescimento se mantinham positivas, porém, controladas, até o ano de 2015, quando houve um aumento significativo das compensações mensal, trimestral e anual de 12%, 15% e 23% respectivamente. Este aumento resultou em uma explosão dos valores pagos em ressarcimento aos clientes, que no ano de 2015 ultrapassaram 646 milhões de reais, um aumento de aproximadamente 65% em relação ao ano anterior, onde os gastos com compensações ficaram abaixo dos 391 milhões de reais.

Confrontando os dados das compensações com o ranking de continuidade de 2015 é possível avaliar a contribuição das seis empresas menos eficientes no montante de compensações pagas no ano de 2015, com ilustrado na **Tabela 13**.

**Tabela 13** - Contribuição das empresas com pior colocação no ranking de continuidade com relação a compensações.

Distribuidora	Valor das Compensações 2014 [R\$]	Valor das Compensações 2015 [R\$]	Diferença	Crescimento
CEA	Não informado	Não informado	0	0
CELG-D	58.996.899	98.401.384	39.404.485	67%
ELETROPAULO	27.748.910	116.674.866	88.925.956	320%
AMPLA	34.510.872	55.212.555	20.701.683	60%
CEAL	7.737.666	8.482.580	744.914	10%
CERON	8.899.229	15.005.213	6.105.984	69%
Total	137.893.577	293.776.598	155.883.021	113%

A partir destes dados percebe-se que a soma dos valores pagos pelas seis empresas em 2015 representa 45% do valor total pago em compensações no Brasil, ou seja, do montante gasto com ressarcimentos por violação dos indicadores de continuidade pelas 62 concessionárias no ano de 2015, quase a metade foi paga por apenas seis empresas.

Destaca-se ainda o crescimento fora da média de 320% da ELETROPAULO, que sozinha representa 18% dos valores pagos em compensações no ano, podendo ter sido resultado de erros no processo de apuração de indicadores, segundo informações da própria ANEEL.

## 6.3 TEMPO MÉDIO DE ATENDIMENTO ÀS OCORRÊNCIAS

### EMERGENCIAIS

O atendimento às ocorrências emergenciais é avaliado por meio de indicadores vinculados a conjuntos de unidades consumidoras, descritos em 4.2.2, e discriminados abaixo:

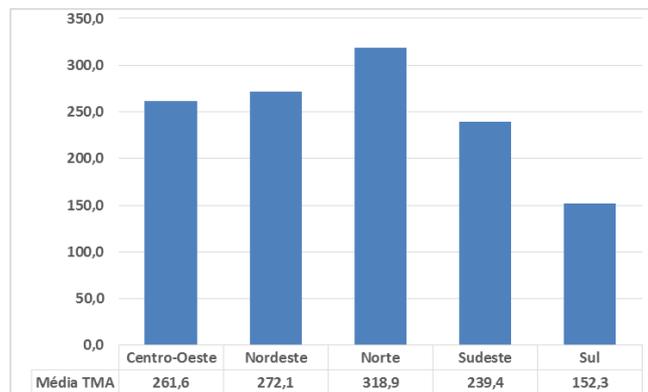
- Tempo Médio de Preparação (TMP);
- Tempo Médio de Deslocamento (TMD);
- Tempo Médio de Execução (TME);
- Número de Ocorrências Emergenciais (NUMOCORR);
- Número de Ocorrências Emergenciais com Interrupção de Energia Elétrica (NIE).

Os indicadores descritos devem ser apurados mensalmente pelas distribuidoras para cada conjunto de unidades consumidoras e expressos em minutos.

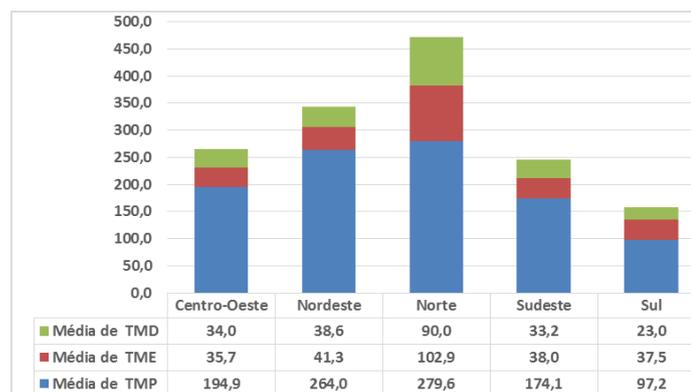
#### 6.3.1 PANORAMA NACIONAL

O valor dos indicadores apurados pelas concessionárias e enviados posteriormente para ANEEL compõem a base de informação relativo ao tempo de atendimento das ocorrências emergências. A partir dos valores de TMP, TMD e TME apurados por todas as concessionárias é possível calcular o tempo médio de atendimento (TMA) das ocorrências que consiste nas somas dos tempos médios de preparação, deslocamento e execução. Na **Figura 20** encontra-se ilustrado o tempo médio de atendimento das ocorrências emergenciais para as cinco regiões do Brasil.

**Figura 20-** Média dos tempos médios de atendimento das ocorrências emergenciais por região entre os anos de 2010 e 2015.

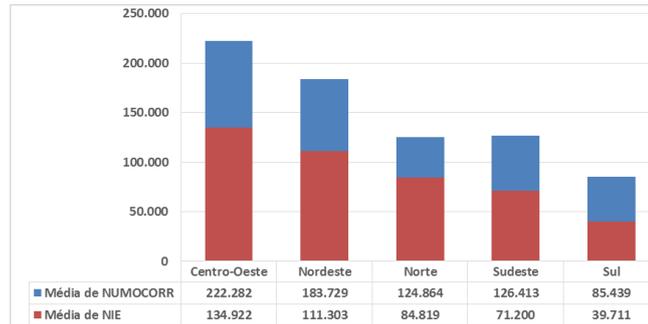


**Figura 21** - Subdivisões do tempo de atendimento médio das ocorrências emergenciais entre os anos de 2010 a 2015.



Destaca-se entre os números apresentados acima a similaridade dos tempos médios de atendimento das regiões centro, nordeste e sudeste, em torno de 250 minutos por ocorrência, como também o bom desempenho das concessionárias do sul do país, apresentando resultados melhores que as demais em cerca de 100 minutos por atendimento.

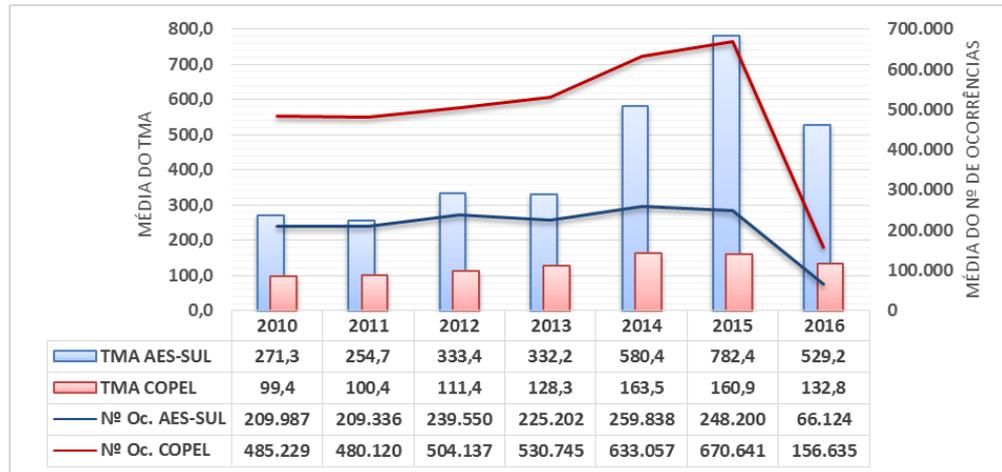
Contudo, o tempo de atendimento das concessionárias é reflexo da quantidade de ocorrências atendidas durante o período analisado, pois, com o aumento do número de ocorrências, torna-se necessário a alocação de mais recursos para este tipo de atendimento, caso contrário os tempos tendem a aumentar. Na **Figura 22** encontra-se ilustrado a média de ocorrências atendidas por região no Brasil, considerando as ocorrências onde houve interrupção de energia elétrica (NIE) e as ocorrências totais (NUMOCORR).

**Figura 22** - Média das ocorrências emergenciais por região entre os anos de 2010 e 2015.

No geral, é possível notar que na região norte apesar da baixa média de ocorrências nos últimos anos, segunda melhor entre as cinco regiões, apresenta a maior média de TMA registrado, devido a uma alta média de tempo de deslocamento, indicando consumidores espaçados ou locais de difícil acesso, e uma alta média de tempo de execução, indicando ocorrências com maior complexidade ou ineficiência operacional.

As regiões centro-oeste e nordeste apresentam índices similares, com uma alta média de número de ocorrências e de tempo de atendimento. Os altos valores de tempo médio de preparação podem ser reflexo do alto número de ocorrências, aumentando o tempo de espera para o despacho da ocorrência para as equipes de atendimento. As regiões sul e sudeste apresentam as melhores médias de tempo de atendimento, reflexo do baixo número de ocorrências atendidas, quando comparada as demais, e do baixo tempo médio de preparação, resultado da eficiência no despacho das ocorrências a serem atendidas para as bases executoras.

Para o desempenho das empresas no ano de 2015, com relação ao tempo médio de atendimento das ocorrências emergenciais, anexo A, destaca-se negativamente com o maior tempo médio de atendimento a concessionária AES-SUL, com um TMA de 782,4 minutos e um número de ocorrências atendidas de mais de 248 mil, enquanto que a COPEL-DIS, concessionária também da região sul, apresenta um dos melhores TMA, em torno de 160,9 minutos e um número de ocorrências atendidas de mais de 670 mil. Na **Figura 23** encontram-se ilustrados a evolução dos desempenhos das distribuidoras AES-SUL e COPEL, para os anos de 2010 a 2016.

**Figura 23** - Evolução do TMA e número de ocorrências para as distribuidoras AES-SUL e COPEL-DIS.

## 7 CONCLUSÃO

Neste estudo foram abordados diversos tópicos a respeito da qualidade da distribuição de energia elétrica no Brasil, tema este de grande relevância para os principais envolvidos no processo, desde das concessionárias de distribuição de energia elétrica, quanto aos órgãos reguladores e fiscalizadores e conseqüentemente os consumidores.

A princípio foi realizada uma breve descrição da composição dos sistemas de distribuição, indicando os elementos que constituem as redes de distribuição, desde as subestações de distribuição até as estações transformadoras, responsáveis pelo atendimento dos consumidores finais. Na sequência, foram detalhados os principais distúrbios que afetam a qualidade da energia elétrica fornecida, desde de características temporárias até os permanentes.

No referente a regulação vigente, foram detalhadas as terminologias, os fenômenos e os valores de referência para as perturbações inerentes a qualidade do produto fornecido, assim como os indicadores responsáveis pela avaliação dos serviços prestados pelas concessionárias de distribuição, onde pôde-se com isso, perceber que alguns dos distúrbios presentes nos sistemas de distribuição atuais ainda não são devidamente regulados, ficando a cargo da distribuidora a constatação, análise e solução dos mesmos.

Posteriormente, foram apresentados alguns dos mecanismos de incentivos adotados com relação a melhoria da qualidade da prestação do serviço público, como a descrição do Fator X presente nas revisões tarifárias e o método da análise comparativa para determinação das metas dos indicadores de continuidade.

Foram também avaliados os históricos dos principais indicadores técnicos das concessionárias brasileiras, onde ficou evidenciado para o indicador de conformidade de nível de tensão, o péssimo desempenho de algumas distribuidoras tanto com relação ao número de compensações pagas quanto aos valores despendidos, sendo aproximadamente 40% do montante pago em compensações no ano de 2015, totalizado a partir das cinco empresas menos eficientes da análise.

A partir dos indicadores coletivos de continuidade, fica evidente que várias concessionárias não estão cumprindo suas respectivas metas para os indicadores DEC e FEC, encontrando-se estagnado ao longo dos últimos anos, em mais de 18 horas anuais, a duração equivalente por unidade consumidora, constando também uma tendência de ultrapassagem do FEC limite para os próximos anos.

Por fim, foram avaliados os desempenhos das concessionárias com relação ao tempo médio de atendimento as ocorrências emergenciais, ficando evidente o melhor desempenho das empresas da região sul e sudeste, com as menores médias de ocorrências por ano, demonstrando a robustez dos sistemas de distribuição, assim como as menores médias de tempo de atendimento, reflexo em parte do baixo número de ocorrências e da alta eficiência durante o despacho das ocorrências.

## BIBLIOGRAFIA

- [1] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 1 – Introdução**. 2016.
- [2] KAGAN, N., OLIVEIRA, C. C. B., ROBBA, E. J. **Introdução a Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. São Paulo, 2005. 1ª Ed.
- [3] O Setor Elétrico. **Capítulo II - Tópicos de sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica**. 2012. Ed 74.
- [4] MARTINHO, Edson. **Distúrbios da Qualidade da Energia Elétrica**. São Paulo, 2010. 2ª Ed.
- [5] DUGAN, R.C. et al. **Electrical Power Systems Quality**. 2002. McGraw-Hill, 2ª Ed.
- [6] MOHAN, N., UNDELAND, T. M., ROBBINS, W. P. **Power Electronics: Converters, Applications and Design**. 1994. 2ª Ed, John Wiley.
- [7] PEREIRA, A. D. **Eficiência Energética e Qualidade da Energia em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. Campina Grande, 2012.
- [8] ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em 1 de maio de 2016.
- [9] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**. 2016.
- [10] ANEEL. **Resolução ANEEL nº 414/2010**. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 10 de abril de 2016.
- [11] DIAS, E. B. **Avaliação de Indicadores de Continuidade e seu Impacto no Planejamento de Sistemas de Distribuição**. Dissertação. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2002.
- [12] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET: Submódulo 2.5 - Fator X**. 2015.
- [13] BERNADO, N. **Evolução da Gestão da Qualidade de Serviço de Energia Elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro. UFRJ. 2013.
- [14] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica nº 0021/2011-SRD/ANEEL**. 2010.
- [15] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica nº 0029/2015-SRD/ANEEL**. 2015.
- [16] ABRADÉE - Agência Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/graficos-dados-de-mercado/distribuidoras-associadas-abradee-por-numero-de-consumidores>>. Acesso em: 01 de maio de 2016.
- [17] EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2015**. Rio de Janeiro, 2015.
- [18] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Painel de Desempenho das Distribuidoras de Energia Elétrica. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/relatoriosrig/%28S%28sfrvtwdhbnpeqmqxif03lu%29%29/relatorio.aspx?folder=sfe&report=PainelDesempenho>>. Acesso em: 1 de maio de 2016.
- [19] KUSKO, A., THOMPSON, M. T. **Power Quality in Electrical Systems**. 2007. McGraw-Hill.

# ANEXO A – DESEMPENHO DAS EMPRESAS EM RELAÇÃO AO TMA

ANO	NIE	NUMOCORR	TMD	TME	TMP	TMA	Distribuidora	Região
2015	99.910	248.200	33,4	169,1	579,9	782,4	AES-SUL	Sul
2015	180.071	361.437	59,7	19,7	702,8	782,1	LIGHT	Sudeste
2015	237.301	349.682	60,9	51,2	503,9	616,0	COELCE	Nordeste
2015	132.602	181.229	45,9	74,6	466,0	586,4	ETO	Norte
2015	76.953	145.838	36,2	106,9	417,5	560,7	ELETROPAULO	Sudeste
2015	171.686	251.999	53,7	76,9	415,7	546,2	ELEKTRO	Sudeste
2015	301.308	415.913	24,2	95,6	363,9	483,6	CEMAR	Nordeste
2015	223.572	406.459	51,4	37,4	352,1	440,8	COELBA	Nordeste
2015	103.227	168.022	90,9	95,7	245,1	431,7	RGE	Sul
2015	48.332	64.865	52,4	173,1	196,7	422,2	ELETROACRE	Norte
2015	354.198	610.655	43,4	49,0	310,1	402,5	CELG-D	Centro-Oeste
2015	273.687	440.033	39,1	36,6	321,6	397,3	AMPLA	Sudeste
2015	455.977	842.676	27,7	16,9	335,3	379,9	CEMIG-D	Sudeste
2015	127.402	185.846	36,6	49,1	286,7	372,5	EMS	Centro-Oeste
2015	214.685	333.247	31,6	32,6	293,5	357,7	EMT	Centro-Oeste
2015	73.494	132.489	42,2	60,9	239,6	342,7	EPB	Nordeste
2015	55.172	95.522	30,5	39,2	265,8	335,5	CEB-DIS	Centro-Oeste
2015	86.999	129.699	97,6	37,0	197,6	332,3	AmE	Norte
2015	80.272	129.653	31,5	41,1	239,5	312,1	BANDEIRANTE	Sudeste
2015	14.033	19.934	30,0	30,3	251,2	311,5	EEB	Sudeste
2015	171.718	309.144	17,9	88,7	192,6	299,2	CPFL-Paulista	Sudeste
2015	89.079	128.173	53,0	48,3	189,9	291,2	CERON	Norte
2015	111.882	206.220	42,9	50,2	194,1	287,2	CEEE-D	Sul
2015	154.576	249.020	41,5	35,7	201,3	278,5	CELPE	Nordeste
2015	22.291	32.489	24,5	31,6	221,0	277,1	CAIUÁ-D	Sudeste
2015	118.743	279.176	34,9	73,9	150,5	259,3	CELESC-DIS	Sul
2015	429.645	523.371	21,4	116,4	116,0	253,7	CELPA	Norte
2015	101.798	144.494	36,0	53,2	162,4	251,7	ESCELSA	Sudeste
2015	40.846	61.586	38,9	59,2	139,7	237,8	ESE	Nordeste
2015	38.558	57.312	30,9	52,0	152,5	235,3	EMG	Sudeste
2015	61.136	126.647	31,9	32,1	171,2	235,3	CEAL	Nordeste
2015	17.517	23.095	23,3	35,9	172,3	231,5	EDEVF	Sudeste
2015	16.363	20.547	38,0	44,9	148,0	230,9	CPFL Santa Cruz	Sudeste
2015	68.572	123.898	37,0	40,3	150,7	227,9	CPFL- Piratininga	Sudeste
2015	7.426	10.552	42,4	47,7	134,1	224,2	CPFL Sul Paulista	Sudeste
2015	33.110	68.597	44,0	29,7	128,6	202,3	COSERN	Nordeste
2015	4.871	9.255	32,0	47,2	114,4	193,6	ENF	Sudeste

2015	4.415	6.095	45,4	44,7	94,8	184,9	CPFL Leste Paulista	Sudeste
2015	4.814	15.142	28,1	38,8	104,5	171,4	EBO	Nordeste
2015	5.943	10.693	33,9	14,0	123,3	171,1	ELFSM	Sudeste
2015	1.775	2.048	27,7	36,8	105,9	170,4	UHENPAL	Sul
2015	3.655	5.055	38,7	36,2	94,6	169,5	CPFL Mococa	Sudeste
2015	277.563	670.641	28,8	19,6	112,4	160,9	COPEL-DIS	Sul
2015	36.270	50.781	39,7	36,1	84,2	160,0	CEA	Norte
2015	3.598	5.501	21,7	19,3	114,1	155,2	ELETROCAR	Sul
2015	1.770	2.697	31,3	45,9	77,2	154,4	CPFL Jaguari	Sudeste
2015	3.255	4.889	24,1	26,3	99,6	149,9	IENERGIA	Sul
2015	3.719	5.319	29,9	38,4	78,9	147,2	COCEL	Sul
2015	10.042	12.953	19,9	25,2	100,7	145,8	CNEE	Sudeste
2015	4.734	5.619	24,6	31,3	84,5	140,3	CHESP	Centro-Oeste
2015	0	852	25,4	63,2	20,2	108,8	CERR	Norte
2015	3.327	9.992	15,5	19,5	59,9	94,9	Boa Vista	Norte
2015	2.029	4.029	17,6	13,3	54,5	85,4	COOPERALIANÇA	Sul
2015	610	1.034	24,8	35,7	24,5	85,0	DMED	Sudeste
2015	13.507	16.921	22,7	24,8	33,7	81,2	SULGIPE	Nordeste
2015	3.567	4.575	17,1	20,1	32,8	70,0	CFLO	Sul
2015	1.294	2.202	11,0	15,3	37,3	63,6	DEMEI	Sul
2015	296	550	11,0	32,6	11,7	55,2	EFLUL	Sul
2015	152	203	9,5	25,5	9,7	44,7	MUXENERGIA	Sul
2015	849	1.547	11,3	18,6	13,1	43,0	HIDROPAN	Sul
2015	49	176	4,0	20,4	9,1	33,5	EFLIC	Sul
2015	159	293	12,3	13,1	0,2	25,6	FORCEL	Sul