



Universidade de Brasília - UnB
Faculdade UnB Gama - FGA
Engenharia de Energia

**AVALIAÇÃO QUANTITATIVA DE PERDAS
NA PRESENÇA DE CARGAS NÃO LINEARES
NA REDE ELÉTRICA UTILIZANDO O
SOFTWARE OPENDSS**

Autor: Lucas Rodrigues da Silva

Orientador: Prof.(Dr.) Jorge Andrés Cormane Angarita

Brasília, DF

2017



Lucas Rodrigues da Silva

AVALIAÇÃO QUANTITATIVA DE PERDAS NA PRESENÇA DE CARGAS NÃO LINEARES NA REDE ELÉTRICA UTILIZANDO O SOFTWARE OPENDSS

Monografia submetida ao curso de graduação em (Engenharia de Energia) da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em (Engenharia de Energia).

Universidade de Brasília - UnB

Faculdade UnB Gama - FGA

Orientador: Prof.(Dr.) Jorge Andrés Cormane Angarita

Brasília, DF

2017

Lucas Rodrigues da Silva

AVALIAÇÃO QUANTITATIVA DE PERDAS NA PRESENÇA DE CARGAS NÃO LINEARES NA REDE ELÉTRICA UTILIZANDO O SOFTWARE OPENDSS/ Lucas Rodrigues da Silva. – Brasília, DF, 2017-

105 p. : il. (algumas color.) ; 30 cm.

Orientador: Prof.(Dr.) Jorge Andrés Cormane Angarita

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília - UnB
Faculdade UnB Gama - FGA , 2017.

1. OPENDSS. 2. PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA. I. Prof.(Dr.) Jorge Andrés Cormane Angarita. II. Universidade de Brasília. III. Faculdade UnB Gama. IV. AVALIAÇÃO QUANTITATIVA DE PERDAS NA PRESENÇA DE CARGAS NÃO LINEARES NA REDE ELÉTRICA UTILIZANDO O SOFTWARE OPENDSS

CDU 02:141:005.6

Lucas Rodrigues da Silva

AVALIAÇÃO QUANTITATIVA DE PERDAS NA PRESENÇA DE CARGAS NÃO LINEARES NA REDE ELÉTRICA UTILIZANDO O SOFTWARE OPENDSS

Monografia submetida ao curso de graduação em (Engenharia de Energia) da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em (Engenharia de Energia).

**Prof.(Dr.) Jorge Andrés Cormane
Angarita**
Orientador

Prof.(Dr.) Rafael Amaral Shayani,
UnB/FT
Convidado 1

Prof.(M.E) Ronaldo S. C. Camargos,
UnB/FT
Convidado 2

Brasília, DF
2017

Agradecimentos

Agradeço a Deus pelo dom da vida e por ter me dado capacidade para a elaboração deste trabalho e por nos dar forças para nunca desistir.

Aos meus pais, por me terem dado educação, pelos ensinamentos, valores, pelo apoio incondicional e por sempre acreditarem em mim. A meu pai (in memoriam), que onde quer que esteja nunca deixou de me amar, de me dar apoio e nem de confiar em mim. À minha mãe pelo amor, pelo estímulo e por todos os esforços empreendidos para a realização deste objetivo.

A todos os meus familiares pelo eterno apoio em todos os momentos da minha trajetória, acolhimento, confiança e bons pensamentos que me ajudaram para o alcance deste objetivo. Dentre esses, os meus primos, Patrick, Vinícius, Gabriel, Gustavo e Rafael que diretamente sempre me incentivaram e por estarem ao meu lado.

A minha colega Lorrane Stephanie, que esteve presente em todos os momentos nesse período, agradeço pela valiosa e imensurável ajuda, conselhos, incentivos, confiança, dedicação e apoio dado em todos os momentos que foram de profunda importância para a concretização desta meta.

Aos colegas Tharcio Castro e Tharcísio Castro pelo companheirismo, apoio, amizade, confiança e o agradável convívio que já vem presente há mais de 10 anos. Aos demais “te-téias”, Taís Goulart, Isabela Lacerda, Paulo Afonso, Danilo Barros, Larissa Vidal, Joacy Teixeira, Lívia Araújo e Renato pela amizade, apoio, companhia e estímulo, contribuindo diretamente para mais essa etapa da minha vida.

Aos amigos que conheci e estabeleci uma grande amizade durante esses onze semestres na Universidade, Caio Vinicius, Caio César, Rita de Cássia, Maria, Kaio e Gabriela e demais colegas pela companhia e auxílio nos diversos momentos.

Ao meu orientador, Prof.Dr. Jorge Andrés Cormane Angarita, por toda a confiança depositada, paciência, auxílio, amizade e demais ensinamentos, fundamentais para a realização deste trabalho.

A todos os professores da Universidade de Brasília – Campus Gama que fizeram parte dessa trajetória, pelos ensinamentos compartilhados e pelas demais contribuições. Dentre esses agradeço em especial a alguns professores. Ao Prof.Dr. Alex Reis, a Prof. Dr. Taís Calliero Tognetti, ao Prof.Dr. Luis Filomeno de Jesus Fernandes que me contribuíram diretamente para a finalização dessa trajetória por conta dos conselhos, pela disponibilidade, a valiosa e imensurável ajuda e por transmitirem uma confiança sem igual em minha pessoa.

A Empresa Júnior de Engenharia de Energia, Matriz Engenharia de Energia e aos demais amigos que conheci no período em que fiz parte da empresa. Mário Mendes, Guilherme Beloti, Karen Beatriz, Brenda Dias, Camila Caetano, Paulo Henrique e demais colegas em que tive convívio na diretoria de projetos e em toda a empresa. Por terem me proporcionado conhecimento, solidariedade, confiança e solicitude em todos momentos que contribuíram para a minha formação acadêmica e profissional.

*“Quando penso que cheguei num ponto
que realmente é o ideal,
logo descubro que dá para superá-lo.”
(Ayrton Senna)*

Resumo

No cenário energético moderno, é muito frequente a presença de tecnologias que utilizam eletrônica de potência dentro do seu esquema de funcionamento. Porém, o uso de tais dispositivos afeta diretamente a qualidade da energia elétrica no que diz respeito da injeção de harmônicas nas redes elétricas. Este trabalho de conclusão de curso tem como objetivo principal quantificar as perdas de potência ativa ocasionadas pela presença de conteúdo harmônico em um sistema de distribuição de energia elétrica, já que atualmente calculam-se apenas as perdas para a frequência fundamental. Para isto foi utilizado o software OpenDSS que possibilita realizar o estudo de sistemas de distribuição para outras frequências além de 60 Hz através do seu modo de simulação para harmônicas. Elaboraram-se cenários de simulação com a presença de cargas não lineares em um alimentador da rede de distribuição da Companhia Energética de Brasília - CEB de forma a quantificar e analisar as perdas adicionais de energia ocasionadas nesse cenário do setor elétrico.

Palavras-chaves: Perdas de Energia Elétrica, Harmônicos, Cargas Não Lineares , OpenDSS.

Abstract

In the modern energy scenario, it's very common the presence of technologies that use power electronics within its operating scheme. However, the use of such devices directly affects the quality of the electric power with respect to the injection of harmonics in the electric networks. This term paper degree has as main objective to quantify the losses of electric power caused by the presence of frequencies different from the fundamental frequency, since currently only losses for the fundamental frequency are calculated. For this, the software used OpenDSS that makes possible the study of distribution systems for other frequencies beyond 60 Hz through its simulation mode for harmonics. Simulation scenarios with a presence of non-linear loads were elaborated in a feeder of the distribution network of Companhia Energética de Brasília (CEB) in order to quantify and analyze as additional losses of energy caused in the scenario of the electric sector.

Key-words: Losses of Electric Power, Harmonics , Non-Linear Loads , OpenDSS.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Percentual de perdas em relação à energia injetada no sistema global das 63 distribuidoras Brasileiras	27
Figura 2 – Quadro representativo dos módulos que compõem o PRODIST (ANEEL, 2012a)	29
Figura 3 – Exemplo para o cálculo de perdas de Energia Elétrica	31
Figura 4 – Terminologia aplicável para grandezas harmônicas.	35
Figura 5 – Valores de referência das distorções harmônicas totais em % da tensão fundamental.	36
Figura 6 – Níveis de referência para distorções harmônicas individuais de tensão.	37
Figura 7 – Decomposição de uma onda periódica com suas harmônicas	38
Figura 8 – Corrente de terceira ordem no neutro com amplitude três vezes maior do que a corrente em cada fase do sistema equilibrado	40
Figura 9 – Espectro de uma forma de onda com distorções harmônicas	41
Figura 10 – Visualização da terceira dimensão das potências em um circuito com a presença de harmônicos	42
Figura 11 – Modelo do equivalente de Norton de uma carga no Modo Harmônicos do OpenDSS	49
Figura 12 – Espectro Default presente no OpenDSS. Fonte: Própria	50
Figura 13 – Sistema de alimentação de Taguatinga	52
Figura 14 – Percurso do Alimentador TG01 com suas ramificações para as cargas de baixa tensão	54
Figura 15 – Esquema elétrico equivalente do alimentador TG01, incluindo a numeração das barras presentes na tabela em anexo	55
Figura 16 – Diagrama de simulações para o estudo. Fonte: Própria	57
Figura 17 – Diagrama de simulação para o cenário I de simulações. Fonte: Própria	58
Figura 18 – Diagrama de simulação para o cenário II de simulações. Fonte: Própria	59
Figura 19 – Limites de distorção de corrente (DTD) em relação à corrente fundamental	59
Figura 20 – Quantidade de Energia Injetada, Fornecida e Perdas Ativas para um dia útil do mês de Dezembro do alimentador TG01. Fonte: Própria	64
Figura 21 – Percentual de Energia Fornecida e de Perdas para um dia útil do mês de Dezembro do alimentador TG01. Fonte: Própria	64
Figura 22 – Percentual de perdas ativas em relação a energia injetada no sistema para diferentes configurações de carga (Dia Útil, Sábado e Domingo) do alimentador TG01 para o mês de Dezembro. Fonte: Própria	65

Figura 23 – Curva de Perdas diária para o Alimentador TG01. Em [A] representa a curva de perdas para os três patamares de carga do mês de Dezembro. Em [B] representa a curva de perdas média diária das curvas presentes em [A], ilustrando o comportamento mensal de perdas para o alimentador TG01. Fonte: Própria	67
Figura 24 – Modelos de carga modelados no sistema para cargas comerciais e a média desses modelos representando o perfil de carga comercial para o alimentador TG01 para um dia útil do mês de dezembro. Fonte: Própria	68
Figura 25 – Modelos de carga modelados no sistema para cargas residenciais e a média desses modelos representando o perfil de carga comercial para o alimentador TG01 para um dia útil do mês de dezembro. Fonte: Própria	68
Figura 26 – Curva de carga média do Alimentador TG01 para cargas residenciais, comerciais e iluminação pública para um dia útil do mês de Dezembro. Fonte: Dados fornecidos pela CEB	69
Figura 27 – Curva de carga média para as cargas comerciais, residenciais e iluminação pública do alimentador TG01 em um dia útil. Este gráfico ilustra como o alimentador visualiza o comportamento de todas as cargas presentes no sistema como um todo. Fonte: Própria	70
Figura 28 – Montante de perdas de energia diária geradas por distorções harmônicas no sistema para cada ordem harmônica (h) e o total para o dia útil do mês de Dezembro do alimentador TG01. Fonte: Própria	72
Figura 29 – Curva de Perdas Harmônicas Ativas diária, comparando o total com cada ordem harmônica para o dia útil do mês de Dezembro do alimentador TG01. Fonte: Própria	73
Figura 30 – Distorções Individuais de Tensão para o lado de baixa dos 86 transformadores do Alimentador TG01 para um dia útil no horário de 20 horas. O gráfico [C] apresenta os primeiros 43 transformadores, já o gráfico [D] apresenta os 43 transformadores restantes. O limite do PRODIST para o nível de tensão de 13.8 kV, para a 5 ^o harmônica é de 6%. Fonte: Própria	74
Figura 31 – Distorções Individuais de Tensão para o lado de baixa dos 86 transformadores do Alimentador TG01 para um dia útil no horário de 20 horas. O gráfico [A] apresenta os primeiros 43 transformadores, já o gráfico [B] apresenta os 43 transformadores restantes. O limite do PRODIST para o nível de tensão de 380 V, para a 5 ^o harmônica é de 7,5%. Fonte: Própria	75
Figura 32 – Script utilizado para as simulações do cenário I com o auxílio do software de simulação numérica	90

Figura 33 – Script utilizado para as simulações do cenário II com o auxílio do software de simulação numérica	91
---	----

Lista de tabelas

Tabela 1 – Classificação dos nove primeiros harmônicos	39
Tabela 2 – Espectro de corrente utilizado no cenário II	60
Tabela 3 – Resultados das simulações para o dia útil referente ao mês de Dezembro	63
Tabela 4 – Montante de perdas para o dia útil no alimentador TG01 da CEB . . .	64
Tabela 5 – Montante de perdas ativas do Alimentador TG01 para o mês de De- zembro. EI: Energia Injetada e EF: Energia Fornecida	66
Tabela 6 – Montante de perdas ativas ANUAL do Alimentador TG01. EI: Energia Injetada e EF: Energia Final Consumida	66
Tabela 7 – Montante de perdas ativas provenientes dos transformadores(TRF) e segmentos de linha para o mês de Dezembro no alimentador TG01. . .	70
Tabela 8 – Quantidade de perdas harmônicas para cada ordem harmônica diária para dia útil, sábado e domingo e o total de perdas harmônicas ativas para o mês de dezembro do alimentador TG01.	74
Tabela 9 – Quantidade de perdas totais ativas de energia, contabilizando as perdas adicionais (Perdas sem harmônicos + Perdas Harmônicas (PH)) para os doze meses do ano e o total Neste período, referentes ao sistema do alimentador TG01.	77
Tabela 10 – Resultados das simulações para o domingo referente ao mês de Dezem- bro para o alimentador TG01 sem harmônicos	94
Tabela 11 – Resultados das simulações para o sábado referente ao mês de Dezembro para o alimentador TG01 sem harmônicos	95
Tabela 12 – Quantidade de perdas harmônicas para a segunda harmônica para o dia útil, para o mês de dezembro do alimentador TG01	97
Tabela 13 – Quantidade de perdas harmônicas para a terceira harmônica para o dia útil, para o mês de dezembro do alimentador TG01	98
Tabela 14 – Quantidade de perdas harmônicas para a quinta harmônica para o dia útil, para o mês de dezembro do alimentador TG01	99
Tabela 15 – Quantidade de perdas harmônicas para a sétima harmônica para o dia útil, para o mês de dezembro do alimentador TG01	100
Tabela 16 – Quantidade de perdas harmônicas para a nona harmônica para o dia útil, para o mês de dezembro do alimentador TG01	101
Tabela 17 – Quantidade de perdas harmônicas para a décima primeira harmônica para o dia útil, para o mês de dezembro do alimentador TG01	102
Tabela 18 – Características dos transformadores conectados na subestação do ali- mentador TG01.	104

Lista de abreviaturas e siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BDGD	Base de Dados Geográfica da Distribuidora
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
DIT	Demais Instalações de Transmissão
DIT	Distorção Harmônica de Corrente
DITh	Distorção Harmônica Individual de Tensão
DHT	Distorção Harmônica Total
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FP	Fator de Potência
CEB	Companhia Energética de Brasília
ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
IPTS	Percentual de Perda Técnica de Segmento
EP	Energia Passante
EF	Energia Fornecida
PTS	Perdas Técnicas de Segmento
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
SDMT	Sistema de Distribuição de Média Tensão
SDBT	Sistema de Distribuição de Baixa Tensão
SDAT	Sistema de Distribuição de Alta Tensão
QEE	Qualidade de Energia Elétrica

Sumário

1	INTRODUÇÃO	23
1.1	Objetivo Geral	24
1.2	Objetivos Específicos	24
2	REFERENCIAL TEÓRICO	25
2.1	Sistema de Distribuição no Brasil	25
2.2	Perdas na Rede de Distribuição	26
2.2.1	Principais Causas das Perdas	27
2.2.2	Modelo de cálculo de perdas baseado em fluxo de potência	28
2.3	Procedimentos de Distribuição - PRODIST	29
2.3.1	Módulo 7 - PRODIST	30
2.3.2	Módulo 8 PRODIST	34
2.4	Distorções Harmônicas	37
2.4.1	Classificação de Harmônicos	39
2.4.2	Espectro Harmônico	41
2.4.3	Fator de Potência e $\cos \phi$	41
2.4.4	Potência Ativa e Perdas	43
2.5	Impactos causados por Harmônicos	44
2.5.1	Ressonância	46
2.5.2	Transformadores	46
2.5.3	Cabos de Alimentação	47
2.5.4	Demais Equipamentos	48
3	METODOLOGIA	49
3.1	Materiais	49
3.1.1	Modo Harmônicos - OpenDSS	49
3.2	Métodos	51
3.2.1	Descrição do Sistema Elétrico	51
3.2.1.1	Alimentador TG01	51
3.2.2	Metodologia de simulações	56
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	61
4.1	Considerações sobre as simulações	61
4.2	Cenário I: Sistema sem harmônicas	63
4.3	Cenário II: Sistema com conteúdo harmônico	71
4.4	Considerações Finais	78

5	CONCLUSÃO	81
5.1	Conclusões Gerais	81
5.2	Trabalhos Futuros	83
	REFERÊNCIAS	85
6	SCRIPTS DOS CÓDIGOS UTILIZADOS PARA A REALIZAÇÃO DAS SIMULAÇÕES NO SOFTWARE DE SIMULAÇÃO NUMÉRICA	89
7	DADOS ADICIONAIS PARA O CENÁRIO I DE SIMULAÇÕES . .	93
8	DADOS ADICIONAIS PARA O CENÁRIO II DE SIMULAÇÕES . .	97
9	ANEXO I - DADOS CARACTERÍSTICOS DO ALIMENTADOR TG01 DA CEB	103

1 Introdução

Um dos desafios do setor elétrico é a redução de perdas de energia elétrica. Estas ocasionam prejuízos para as empresas do setor e motivam a realização de estudos e investimentos em novas tecnologias para minimizá-las, visando uma maior eficiência do sistema.

Entretanto, o uso de tecnologias que utilizam eletrônica de potência contribui para a degradação da qualidade da energia elétrica entregue aos consumidores, no que diz respeito à inserção de frequências harmônicas no sistema. Com o desenvolvimento dessas tecnologias, a maioria das cargas, que antes apresentavam comportamento linear e atualmente com a utilização de equipamentos eletrônicos em todos os setores, contribuem para o aumento de conteúdo harmônico nas redes elétricas.

A presença de harmônicos gera diversos impactos na rede elétrica como sobreaquecimento e diminuição da vida útil dos equipamentos além do aumento de perdas adicionais de energia elétricas. Estas cargas geradoras de distorções harmônicas, que antes eram exclusivas do setor industrial, atualmente estão presente nos setores residenciais e comerciais agravando os impactos causados no sistema.

Essas cargas não lineares em grande escala no sistema provocam perdas em diversas frequências. Visto que no Brasil é considerada apenas a frequência fundamental da rede (60 HZ) como base de cálculo, torna-se, nesse sentido, atrativo o estudo nesta área de modo a quantificar e analisar a contribuição da parcela harmônica diante da perda total do sistema.

Softwares como o OpenDSS viabilizam a realização destas estudos para sistemas reais, pois são capazes de considerar todas as frequências presentes no sistema elétrico, analisando as perdas de cada uma delas. Possibilitando verificar o impacto causado pela presença de cargas harmônicas na rede elétrica e a sua contribuição para o aumento de perdas de energia, buscando assim uma maior eficiência do setor elétrico.

1.1 Objetivo Geral

Quantificar as perdas de potência causadas pela injeção de harmônicas em sistemas de distribuição usando o software OpenDSS.

1.2 Objetivos Específicos

- Estudar a metodologia para o cálculo de perdas de potência estabelecida na regulação vigente.
- Estudar os componentes para a simulação de distorções harmônicas (geração distribuída e cargas não lineares) no OpenDSS.
- Quantificar as perdas em um sistema de distribuição real na presença de conteúdo harmônico.
- Avaliar comparativamente o comportamento das perdas para diferentes modelos de cargas não lineares em um sistema de distribuição com a presença de conteúdo harmônico.

2 Referencial Teórico

2.1 Sistema de Distribuição no Brasil

No Brasil, a conexão e o atendimento ao consumidor, independentemente de qual seja o seu porte, são realizados pelas concessionárias distribuidoras de energia elétrica. Atualmente, 63 concessionárias são responsáveis por atender mais de 61 milhões de unidades consumidoras.

As concessionárias distribuidoras são responsáveis pela compra da energia, junto aos agentes geradores e comercializadores de energia, sendo responsável pelos riscos associados a esta compra e devendo garantir a entrega de energia aos consumidores com qualidade e segurança. (CASSEL, 2012a)

O cumprimento dos contratos de concessão e as atividades desenvolvidas pelas concessionárias são regulados e fiscalizados pela ANEEL, agência responsável por regir um conjunto de regras dispostas em resoluções e no documento intitulado Procedimentos de Distribuição – PRODIST, que orienta as atividades técnicas e de desempenho para consumidores e produtores de energia, concessionárias e distribuidoras de energia e agentes do setor estabelecendo critérios e indicadores de qualidade. (ANEEL, 2012a)

A ANEEL tem como objetivo também assegurar ao consumidor o pagamento de um valor justo e o acesso a um serviço contínuo e de qualidade e também garantir à distribuidora o equilíbrio econômico financeiro para cumprir o contrato de concessão. (ANEEL, 2012a)

Entre essas variáveis reguladas pela ANEEL estão as tarifas e a qualidade do serviço prestado pelas concessionárias distribuidoras desde o ponto de vista técnico até o atendimento ao consumidor. As distribuidoras também desenvolvem programas especiais com foco no consumidor visando a inclusão social ao acesso da rede de energia elétrica além da implementação de projetos de eficiência energética e de pesquisa e desenvolvimento. Neste caso as distribuidoras são obrigadas a destinar um percentual mínimo de suas receitas operacionais a essas atividades e precisam ser aprovadas pela ANEEL para ser implementadas. (ANEEL, 2012a)

2.2 Perdas na Rede de Distribuição

É de suma importância caracterizar e analisar as perdas em todo o sistema elétrico desde a geração até a distribuição. Nos sistemas de distribuição encontrar os fatores que impulsiona as perdas e o que deve ser realizado para a otimização das perdas é fundamental para a melhoria da qualidade do serviço prestado aos consumidores. (BERNARDES, 2011)

Quanto mais eficiente a concessionária se torna em termos de perdas, menos o consumidor final será onerado. Na legislação sobre revisão tarifária apresenta-se um incentivo para que as concessionárias reduzam as perdas. Isto é um ganho para os dois lados, tanto para as distribuidoras quanto para os consumidores, já que o valor da tarifa é reduzido. (PUC,)

As perdas de energia elétrica são caracterizadas como técnicas e não técnicas. As perdas técnicas são derivadas de fenômenos físicos associados à transferência de energia elétrica da geração até os consumidores finais, aonde parte dessa energia transferida é dissipada em transformadores e condutores. Essas perdas técnicas são divididas em dois grupos: (BERNARDES, 2011)

- Perdas ativas: São resultantes do efeito Joule, estas perdas constituem grande parte das perdas técnicas e estão localizadas em todos os condutores elétricos. As perdas ativas são proporcionais ao quadrado da corrente elétrica que percorre nos condutores e são determinadas multiplicando-se este valor pela sua resistência elétrica. Outro aspecto que contribui para as perdas ativas é o efeito pelicular, através do aumento da resistência do condutor. Esse efeito altera a seção útil do condutor, uma vez que a densidade de corrente tende a ser maior na superfície do condutor e menor no seu eixo. (BERNARDES, 2011)
- Perdas Reativas: Ocorrem nas reatâncias dos equipamentos. Essas reatâncias nos sistemas de transmissão, armazenam energia em cada meio ciclo, para logo em seguida devolver essa energia à fonte. Com isso, a energia reativa não será efetivamente perdida, mesmo sendo necessária para o funcionamento dos componentes do sistema como, por exemplo, motores elétricos. Embora não aconteça perda de forma direta, isto influencia no aumento das perdas por conta do aumento da corrente nas linhas. (BERNARDES, 2011)

As perdas não técnicas são denominadas como perdas comerciais e são de alta relevância pela contribuição que essas têm para o acréscimo de energia comprada pelo distribuidor que não é faturada posteriormente. Essas perdas são causadas por erros de medição, erros de ligação, desvios, roubos e fraudes em equipamentos. No entanto, a maioria dos consumidores não tem consciência que os furtos de energia são prejudiciais para si mesmo. (BERNARDES, 2011)

Segundo informação da Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica (ABRADEE) , o prejuízo total das empresas pode superar os 20 %, considerando ainda as perdas técnicas referentes ao volume de energia comprado pelas concessionárias, mas não totalmente faturado. No ano de 2016 o percentual de perdas em relação à energia injetada no sistema global das 63 distribuidoras, para perdas técnicas e comerciais é em torno de 13,5%. A figura 1 mostra esse percentual no período de 2000 até 2015. (ABRADEE, 2016)

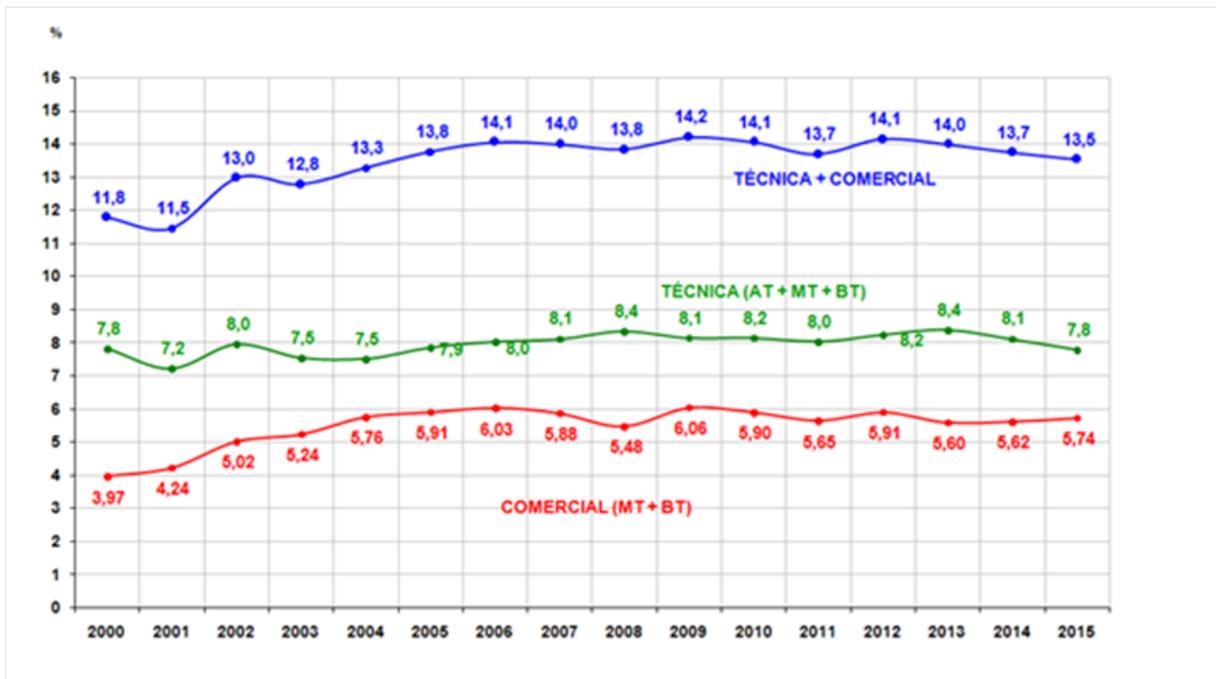


Figura 1 – Percentual de perdas em relação à energia injetada no sistema global das 63 distribuidoras Brasileiras

(ABRADEE, 2016)

2.2.1 Principais Causas das Perdas

Como as perdas são correspondentes ao quadrado da corrente multiplicado pela resistência, é notável que quanto maior a resistência, mais elevadas serão as perdas. A resistência elétrica das linhas e os enrolamentos dos transformadores são os que mais contribuem para as perdas nos sistemas elétricos. (BERNARDES, 2011)

A resistência depende de outros parâmetros como a resistividade do material escolhido para o efeito de condução de energia, sendo tipicamente escolhidos entre cobre e alumínio. A resistividade do cobre é mais baixa, porém os seus custos são maiores em relação ao alumínio. (BERNARDES, 2011)

Outro fator é em relação ao comprimento da linha, se a distância a percorrer for maior, resulta em uma maior resistência para a passagem da corrente. A temperatura também afeta a resistência elétrica dos condutores, sendo que de acordo com que a temperatura do condutor aumenta, a resistência se eleva. (BERNARDES, 2011)

O aumento da carga elétrica no sistema resulta em um aumento característico da corrente nos diversos condutores. Para uma mesma carga ativa, com a diminuição do fator de potência, as perdas na rede também aumentam pelo aumento da corrente. (BERNARDES, 2011)

2.2.2 Modelo de cálculo de perdas baseado em fluxo de potência

Uma possibilidade para a avaliação de perdas é utilizando os dados procedentes do fluxo de potencia de um sistema, que fornece a corrente em cada segmento de rede e a tensão em cada barra do sistema. Este é um dos métodos que apresenta os melhores resultados em termos de precisão dos resultados para redes de distribuição radiais. (CASSEL, 2012b)

O método do fluxo de potência é um método iterativo, composto pelas seguintes etapas: (CASSEL, 2012b)

- Cálculo das potencias em cada barra no sentido das barras terminais para a barra do alimentador;
- Cálculo das tensões de nó em cada barra do sistema, no sentido da barra do alimentador para as barras terminais e
- Verificação da convergência é realizada através do módulo da diferença entre as tensões em iterações menores do que a tolerância pré especificada.

O fluxo de potência também disponibiliza informações sobre o fluxo de potencia reativa. O modelo proposto pela ANEEL utiliza apenas o modelo para o cálculo de perdas ativas. As perdas ativas nos trechos da rede elétrica são calculadas através do somatório das perdas em cada um dos segmentos, também sendo possível identificar os trechos do sistema que apresentam valores elevados de perdas. (CASSEL, 2012b)

O cálculo das perdas por fluxo de potência permite calcula-las nos segmentos de rede em cada instante, podendo-se avalia-las ao longo do período da curva de carga, podendo-se obter uma curva de perdas. Isto é mais preciso do que o modelo da ANEEL, que fornece apenas uma estimativa das perdas de potencia para a carga média, potencia média e de energia. Uma desvantagem deste método é a necessidade de informações precisas sobre todo o sistema elétrico. (CASSEL, 2012b)

2.3 Procedimentos de Distribuição - PRODIST

O PRODIST define as atividades técnicas, as responsabilidades e as penalidades referentes ao sistema de distribuição de energia elétrica, além de estabelecer critérios e indicadores de qualidade para conexão de sistemas, operação da energia elétrica e planejamento de expansão de sistemas. É composto por oito módulos e tem os seguintes objetivos conforme determinado no Módulo 1:

- Certificar as informações dos sistemas de distribuição para a ANEEL;
- Garantir segurança, eficiência, qualidade e confiabilidade nos sistemas de distribuição;
- Estabelecer parâmetros para a troca de informações entre os agentes do setor elétrico;
- Submeter os procedimentos técnicos para as atividades que relacionam a operação dos sistemas de distribuição, planejamento da expansão do setor e a qualidade da energia elétrica;
- Submeter os requisitos técnicos na interface com a Rede Básica, complementando de forma harmônica os procedimentos de Rede. (ANEEL, 2012a);

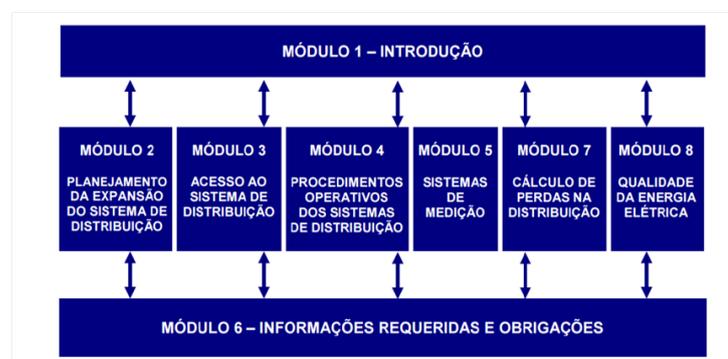


Figura 2 – Quadro representativo dos módulos que compõem o PRODIST (ANEEL, 2012a)

O módulo 1 também apresenta as responsabilidades na área dos serviços de distribuição. O módulo 2 estabelece os procedimentos básicos e requisitos mínimos de informações para o processo de planejamento e da expansão para o sistema de distribuição.

O módulo 3 consiste em estabelecer as condições de acesso ao sistema, definindo os critérios técnicos e operacionais de forma a compreender a conexão e o uso do sistema, direcionado tanto para novos acessantes quanto aos existentes.

O módulo 4 determina os procedimentos de operação do sistema, fornecendo aos agentes envolvidos diretrizes para que possam formular planos que incluam a previsão de

carga, o controle de qualidade do suprimento de energia, além de determinar os procedimentos de relacionamento operacional e de comunicação entre as distribuidoras, as transmissoras e os centros de despacho de geração distribuída. (FERRATO, 2016)

O módulo 5 fornece os requisitos para os procedimentos de instalação e certificação de que tudo esteja conforme a legislação e também determina as especificações dos sistemas de medição das grandezas elétricas relacionadas ao faturamento, à qualidade de energia e para a operação do sistema.

O módulo 6 busca definir e detalhar como deve ser feito a comunicação dos dados relacionados as ações técnicas desenvolvidas entre as distribuidoras e as entidades do setor.

O módulo 7 determina a metodologia de como deve ser realizado a obtenção dos dados para o cálculo e a medição das perdas do sistema de distribuição, além de também definir os indicadores para a avaliação e apuração de perdas.

O módulo 8 estabelece os procedimentos relacionados à qualidade de energia, abordando tanto a frente relacionada ao produto quanto ao serviço prestado.

2.3.1 Módulo 7 - PRODIST

O módulo 7 estabelece a metodologia e os procedimentos para obtenção das informações necessárias para o cálculo de perdas no sistema de distribuição além dos parâmetros regulatórios, metodologia e os procedimentos para apurar as perdas e definição dos indicadores para avaliá-las. (ANEEL, 2012b)

Esta metodologia de cálculo imposta no módulo 7 é realizada para a frequência fundamental da rede (60Hz) e é designada para as distribuidoras de energia elétrica, conforme os regulamentos específicos referentes à revisão tarifária e para a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE quando relaciona-se à conferência das perdas nas Demais Instalações de Transmissão – DIT. Essa metodologia abrange apenas as perdas técnicas de responsabilidade da distribuidora, levando em conta o seu sistema de distribuição e as DIT. (ANEEL, 2010)

Conforme a (ANEEL, 2010), as perdas na rede distribuição ocorrem dentro do próprio sistema de distribuição e são classificadas em duas classes:

- Perdas Técnicas: São inerentes ao transporte da energia elétrica na rede, relativo à transformação de energia elétrica em energia térmica nos condutores e pelo consumo dos equipamentos responsáveis pela distribuição de energia. (ANEEL, 2012b)
- Perdas Não Técnicas: Correspondem à diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas. Essa perda é associada pela gestão comercial da distribuidora, pois considera perdas relacionadas a furtos de energia, erros de medição entre outros aspectos. (ANEEL, 2012b)

A figura 3 demonstra essas duas classes de perdas.

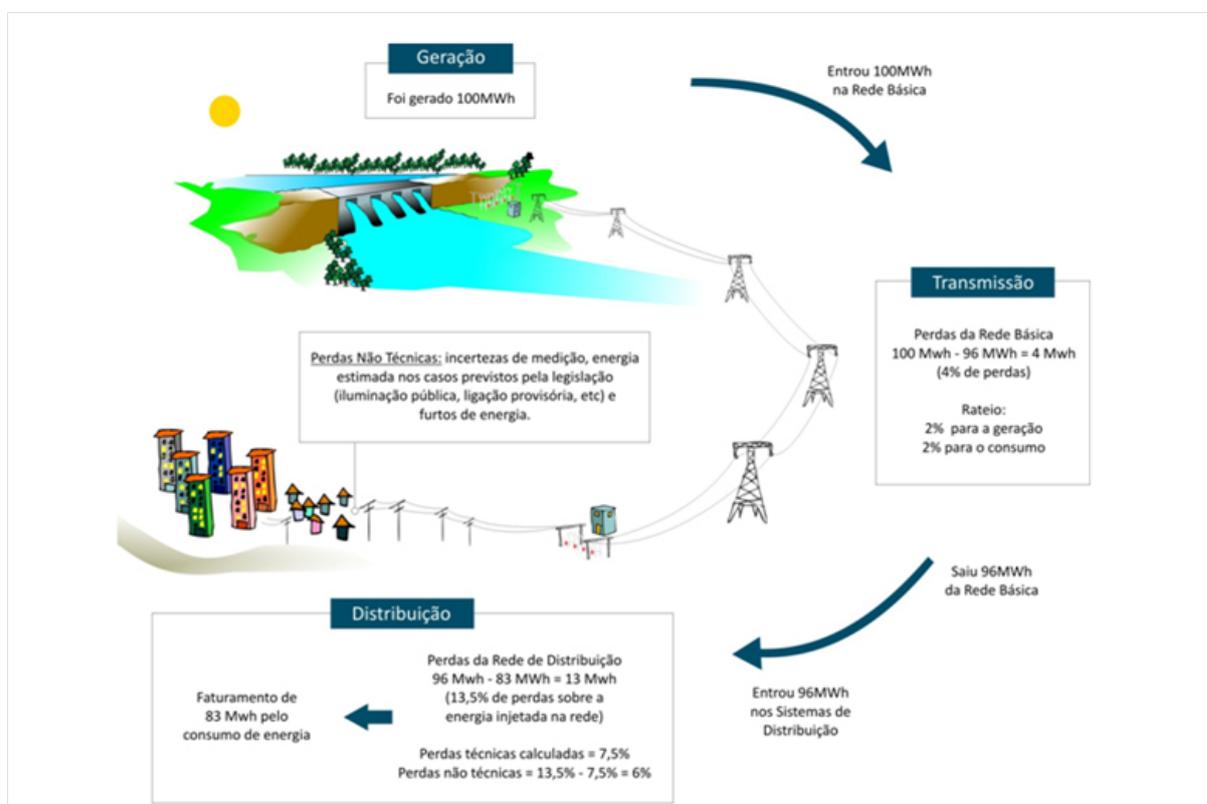


Figura 3 – Exemplo para o cálculo de perdas de Energia Elétrica
(ANEEL, 2012b)

Para a implementação do cálculo referente às perdas do sistema, as informações de energia são obtidas de dados do sistema de medição das distribuidoras, dos agentes supridores e da CCEE, o balanço de energia fornecido pelas concessionárias, na qual compreende os montantes de energia injetada e fornecida agregados para cada segmento do sistema de distribuição, de informações referentes aos dados físicos e de energia nas unidades consumidoras e geradores através da Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD). (ANEEL, 2012b)

As distribuidoras devem apresentar a avaliação das perdas por segmento, detalhando a metodologia utilizada no estudo para o cálculo de perdas e estas informações devem estar disponíveis para fiscalização da ANEEL por um período de cinco anos. Podendo esta solicitar esclarecimentos e correções com vistas à realização do cálculo de perdas na distribuição. (ANEEL, 2010)

Alguns parâmetros regulatórios são adotados para o cálculo de perdas no sistema como:

- Fator de potência igual a 0,92 como referência para fins do cálculo de perdas do SDMT e SDBT.

- São desprezados os elementos de compensação de energia reativa instalados no SDMT e SDBT.
- Considera-se o nível de tensão de operação informado pela distribuidora na saída do alimentador de média tensão, na qual o circuito opera na maior parte do período de apuração das perdas.
- Considera-se perdas adicionais de 5 por cento sobre o montante de perdas técnicas totais, excluindo-se as perdas apuradas por medição, devido às perdas técnicas produzidas por efeito corona em conexões, transformadores de corrente e de potencial e por fugas de correntes em isoladores e pára-raios.
- A carga é dividida de forma igual entre as fases para unidades consumidoras e conectada entre fases para unidades monofásicas a três fios.
- O comprimento máximo admissível para ramais de ligação é de 30 metros.

O cálculo das perdas técnicas considera os segmentos e equipamentos dos sistemas de distribuição como os segmentos de rede, reguladores, trafos, ramais e medidores e os subgrupos de tensão na qual esses segmentos pertencem e são realizados apenas para a frequência fundamental da rede elétrica (60 Hz). (ANEEL, 2012b)

O sistema de distribuição é segmentado em:

- Redes do Sistema de Distribuição de Alta Tensão – SDAT
- Transformadores de potência;
- Redes do Sistema de Distribuição de Média Tensão – SDMT;
- Redes do Sistema de Distribuição de Baixa Tensão – SDBT;
- Transformadores de distribuição;
- Ramais de ligação; e
- Medidores de energia das unidades consumidoras do SDBT; (ANEEL, 2012b)

Para a realização do cálculo das perdas nas redes e equipamentos associados ao SDAT, os resultados são apurados por dados obtidos do sistema de medição e para o SDMT e SDBT os resultados são apurados através do método de fluxo de potência. Nas unidades consumidoras são computadas as perdas nas bobinas de tensão dos medidores. (ONS, 2010)

O cálculo de perda de energia é realizado para cada alimentador de média tensão considerando os segmentos de média e baixa tensão, ramais de ligação, transformadores de

distribuição e medidores de energia associados ao alimentador. No SDMT e SDBT para o cálculo das perdas técnicas considera-se apenas a energia medida nas unidades conectadas somadas às perdas de energia nos medidores.

A ANEEL define qual parcela de perdas não técnicas que poderá ser repassada à tarifa. Nessa análise, que ocorre na revisão tarifária, as concessionárias são comparadas por critérios de similaridade observando as boas práticas de empresas eficientes em relação às perdas. Essa eficiência é identificada pela caracterização de cada área de concessão através do índice de apuração das perdas praticadas por cada concessionária. (ANEEL, 2012b)

O referencial de perdas é estabelecido observando o nível real das perdas via histórico recente da própria empresa e o nível de perdas reais praticadas por empresas similares mais o nível de perdas reais praticadas por empresas similares e mais eficientes. Essa comparação é dada pelo índice de complexidade que reflete o conjunto de dados estruturados por área de concessão. (ANEEL, 2012b)

Para obtenção de indicadores de perdas que auxiliem na avaliação do sistema da distribuidora são necessárias informações dos montantes de energia informados pelas distribuidoras e das perdas calculadas. Com essas informações são obtidos os seguintes indicadores de perdas:

- Percentual de Perda Técnicas do Segmento – IPTS: Percentual de perdas técnicas em relação à energia que transita em cada segmento:

$$IPTS_i = \frac{PTS_i}{EP_i} * 100[\%]$$

Onde i corresponde a um segmento do sistema de distribuição, EP se caracteriza como a energia passante, que é o total de energia ativa que transita em cada segmento do sistema de distribuição. PTS se caracteriza como as perdas técnicas em cada segmento do sistema de distribuição

- Percentual de Perdas Técnicas – PPT: Percentual de perdas técnicas em relação à energia injetada:

$$PPT = \frac{PT}{EI} * 100[\%]$$

Onde PT corresponde às perdas técnicas correspondentes à energia dissipada no sistema devido a fenômenos da física e EI corresponde à energia injetada no sistema.

- Percentual de Perdas na Distribuição – PPD: percentual de perdas totais em relação à energia injetada:

$$PPD = \left(1 - \frac{EF}{EI}\right) * 100[\%]$$

Onde EF corresponde à energia fornecida, que se caracteriza como a energia ativa entregue medida às unidades consumidoras.

- Percentual de Perdas Não Técnicas – PPNT: Percentual de perdas não técnicas em relação à energia injetada:

$$PPNT = PPD - PPT[\%]$$

Com esses indicadores a ANEEL consegue formalizar o cálculo das perdas nos sistemas de distribuição.

2.3.2 Módulo 8 PRODIST

No ambiente de qualidade de energia elétrica observou-se a importância de verificar e analisar as distorções das ondas de tensão ou de corrente em determinada barra ou carga de um sistema elétrico. Com isso foi necessário a implementação e definição de limites para que equipamentos que compõem a rede elétrica enquadrem os grupos de geradores de harmônicos para que não tenha danos em outras cargas e equipamentos do sistema. (ANEEL, 2012c)

Relevante a isso, o módulo 8 do PRODIST tem como objetivos estabelecer os procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica, tanto para a qualidade do produto quanto para a qualidade do serviço. (ANEEL, 2012c)

Para a qualidade do produto define-se a terminologia utilizada, a caracterização dos fenômenos, os parâmetros e os valores de referência alusivo à conformidade de tensão em regime permanente e perturbações na forma de onda da tensão, possibilitando assim à ANEEL definir instrumentos para estabelecer padrões para os indicadores de qualidade do produto.

Para a qualidade dos serviços prestados o módulo 8 define padrões e responsabilidades para as empresas distribuidoras de energia e estabelece a metodologia para averiguar os indicadores de continuidade e os tempos de atendimento a ocorrências emergenciais. (ANEEL, 2010)

Em relação à qualidade do produto são determinadas algumas definições que caracterizam os fenômenos de QEE (Qualidade de Energia Elétrica) com os seguintes aspectos:

- Tensão em regime permanente;
- Fator de Potência;
- Harmônicos;
- Desequilíbrio de Tensão;

- Flutuação de Tensão;
- VTCD'S (Variações de Tensão de curta duração) ;
- Variações de frequência;

Para o fator de potência, seu valor deverá ser calculado, a partir dos valores registrados por instrumentos de medição adequados das potências ativa e reativa, utilizando-se a seguinte fórmula:

$$Fp = \frac{P}{\sqrt{(P^2 + Q^2)}}$$

O controle do fator de potência deve ser efetuado por medições permanentes e obrigatórias no caso de unidades consumidoras atendidas pelo SDMT e SDAT e nas conexões entre distribuidoras ou deve ser realizado por medição individual permanente e facultativa nos casos de unidades consumidoras do Grupo B com instalações conectadas pelo SDBT. (ANEEL, 2012c)

O valor de referência do fator de potência é definido para unidades consumidoras ou conexões entre distribuidoras com tensão inferior a 230kV. No ponto de conexão o fator de potência deve estar na faixa de 0,92 e 1,00 indutivo ou 1,00 e 0,92 capacitivo.

Para distorções harmônicas o módulo 8 define algumas terminologias para o cálculo de grandezas conforme a figura 4:

Identificação da Grandeza	Símbolo
Distorção harmônica individual de tensão de ordem h	DIT _n %
Distorção harmônica total de tensão	DTT %
Tensão harmônica de ordem h	V _h
Ordem harmônica	H
Ordem harmônica máxima	H _{máx}
Ordem harmônica mínima	H _{min}
Tensão fundamental medida	V ₁

Figura 4 – Terminologia aplicável para grandezas harmônicas.

(ANEEL, 2012c)

O cálculo de grandezas é realizado através das expressões:

$$DITh(\%) = \frac{V_h}{V_1} \times 100$$

$$DIT = \frac{\sqrt{(\sum_{h=2}^{h_{máx}}) V_h^2}}{V_1} \times 100$$

Para os sistemas elétricos trifásicos, as medições de distorção harmônica deve ser realizada através das tensões fase-neutro para sistemas com configuração estrela aterrada e fase-fase para as outras configurações. O espectro harmônico que deve ser considerado para o cálculo da distorção total deve conter uma faixa de frequências que considere desde a componente fundamental (60Hz) até no mínimo a 25ª ordem harmônica.

O módulo 8 também compete os valores de referência para as distorções harmônicas totais e distorções harmônicas individuais conforme as figuras 5 e 6:

Tensão nominal do Barramento	Distorção Harmônica Total de Tensão (DTT) [%]
$V_N \leq 1kV$	10
$1kV < V_N \leq 13,8kV$	8
$13,8kV < V_N \leq 69kV$	6
$69kV < V_N < 230kV$	3

Figura 5 – Valores de referência das distorções harmônicas totais em % da tensão fundamental.

(ANEEL, 2012c)

Ordem Harmônica	Distorção Harmônica Individual de Tensão [%]				
	$V_n \leq 1 \text{ kV}$	$1 \text{ kV} < V_n \leq 13,8 \text{ kV}$	$13,8 \text{ kV} < V_n \leq 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} < V_n < 230 \text{ kV}$	
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

Figura 6 – Níveis de referência para distorções harmônicas individuais de tensão.

(ANEEL, 2012c)

2.4 Distorções Harmônicas

Geralmente as centrais geradoras de energia elétrica geram tensões com formas de onda senoidais, sempre buscando a forma de onda pura, sem distorções de onda ou com o mínimo possível que uma onda pode apresentar. De acordo com que o sistema vai se distanciando da central geradora e vai se encaminhando para as cargas elétricas, essa forma de onda de tensão apresenta distorções assim como as formas de onda das correntes elétricas. (DUGAN; AL., 2003)

Estas distorções são os desvios de corrente ou tensão do sinal de onda com base na frequência fundamental (DUGAN; AL., 2003) (PENA, 2016) e são qualificadas como harmônicas e inter-harmônicas, as harmônicas tornaram-se mais relevantes nos últimos anos com o crescimento de cargas e equipamentos não-lineares. Para muitos profissionais estas distorções são os principais problemas voltados para a qualidade de energia elétrica. (PUFAL, 2012)

Harmônicas consistem em componentes com frequências múltiplas e inteiras da frequência fundamental, podendo ocorrer em correntes ou tensões do sistema. A figura 7 mostra uma onda periódica representando as somas de ondas senoidais de diversas harmônicas da frequência fundamental.

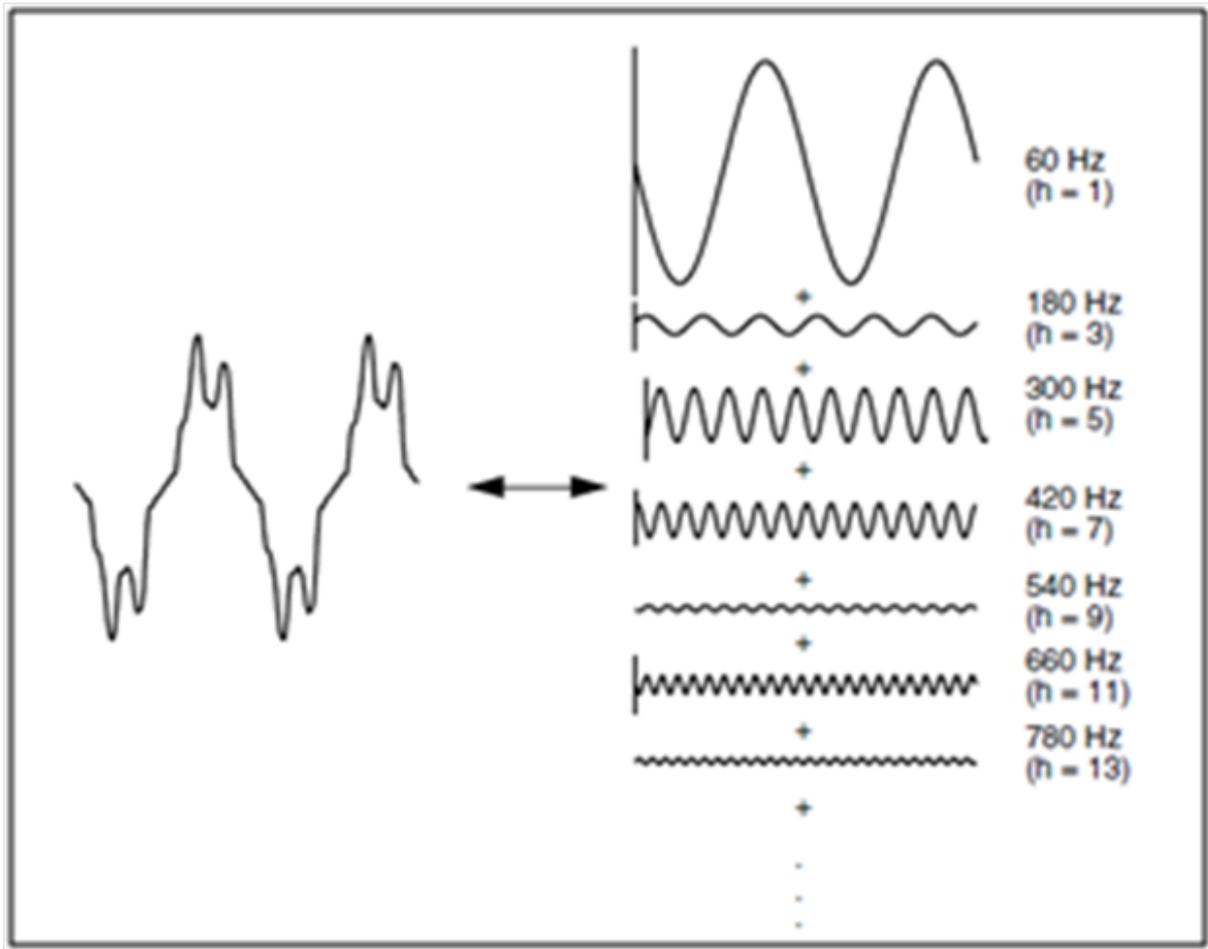


Figura 7 – Decomposição de uma onda periódica com suas harmônicas

(RESENDE,)

Neste caso da figura 7, a onda periódica não senoidal de frequência 60 Hz foi decomposta em um somatório de diversos termos senoidais, na qual para cada termo se encontra uma harmônica de ordem n . Cada ordem é o número de vezes que a frequência da harmônica é múltipla da frequência fundamental, assim para a frequência de 180 Hz apresenta-se uma harmônica de ordem 3.

As harmônicas são somadas através de Série de Fourier para estabelecer a forma de onda do sinal, realizando-se o somatório de infinitos termos senoidais mais um termo igual ao valor médio apresentado pela forma de onda original, no caso da figura 7 o resultado encontrado é uma onda periódica não senoidal. (RESENDE,)

As fontes geradoras de harmônicos presentes em sistemas de potência são bastante variadas em função da grande quantidade de equipamentos das concessionárias, mas também das cargas consumidoras do sistema, tanto cargas residenciais, quanto cargas comerciais e industriais. (TEIXEIRA, 2009)

Estas fontes tem a característica de não apresentarem uma relação linear entre a tensão e a corrente sendo classificadas como cargas não lineares, gerando harmônicos que

são injetados no sistema elétrico de potência. (TEIXEIRA, 2009)

2.4.1 Classificação de Harmônicos

As múltiplas inteiras de uma onda senoidal são identificadas como harmônicos, da qual suas amplitudes correspondem a uma porcentagem da amplitude da fundamental. (PORTELA; ROSA, 2016)

Harmônicos em sistemas elétricos possuem uma ordem, frequência e sequência. A frequência baseia-se em relação à ordem harmônica, ou seja, uma harmônica de ordem 2 apresenta uma frequência de 120Hz, sendo assim um múltiplo inteiro da frequência fundamental de 60Hz.

No caso da sequência, esta se refere à rotação das fases do sistema em relação à sequência fundamental. Esta sequência apresenta-se em termos de componentes simétricas, sendo essas um conjunto de três componentes de sequências positiva, negativa e zero. (SILVA, 2012)

As componentes de sequência zero consistem em três fasores de magnitudes iguais e mesma fase angular. Para as componentes de sequência positiva apresentam-se três fasores de magnitudes iguais e defasados de 120 entre eles e sequência de fases idêntica ao sistema original. As componentes de sequência negativa também apresentam fasores de magnitudes iguais e defasados de 120 como na sequência positiva, com sequência de fases contrária ao sistema original.

Por exemplo, sendo o sistema original uma máquina elétrica girante, um harmônico de sequência positiva gera um campo magnético que gira na mesma direção da fundamental, podendo ser sentido horário, um harmônico de sequência negativa nesse sistema gira sentido anti-horário, já a sequência zero não afeta a rotação da máquina elétrica. (SILVA, 2012)

Levando-se em conta esses três aspectos os harmônicos são classificados conforme a tabela 1.

Tabela 1 – Classificação dos nove primeiros harmônicos

Ordem Harmônica	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Frequência (Hz)	60	120	180	240	300	360	420	480	540
Sequência	+	-	0	+	-	0	+	-	0

A tabela 1 apresenta os nove primeiros harmônicos ,para casos com ordem harmônica maior a classificação segue a mesma lógica. As harmônicas positivas de ordem (4,7,10,13,...) subtraem 120 de sua componente fundamental e as harmônicas negativas (2,5,8,11,...) somam 120 de sua componente fundamental. Os harmônicos de sequência zero ($3^{\circ}, 6^{\circ}, 9^{\circ}, \dots$) são chamados de triplens, que tem a característica de não se anularem, e sim se adicionar ao neutro. (RESENDE,)

As harmônicas de sequência zero somam-se algebricamente no condutor neutro, isso ocasiona situações aonde a corrente de terceira ordem que circula pelo condutor neutro é três vezes maior do que a corrente de terceira ordem que percorre cada fase do sistema elétrico. A figura 8 mostra esse aumento da corrente de neutro para o caso de um sistema equilibrado. (MORENO, 2001)

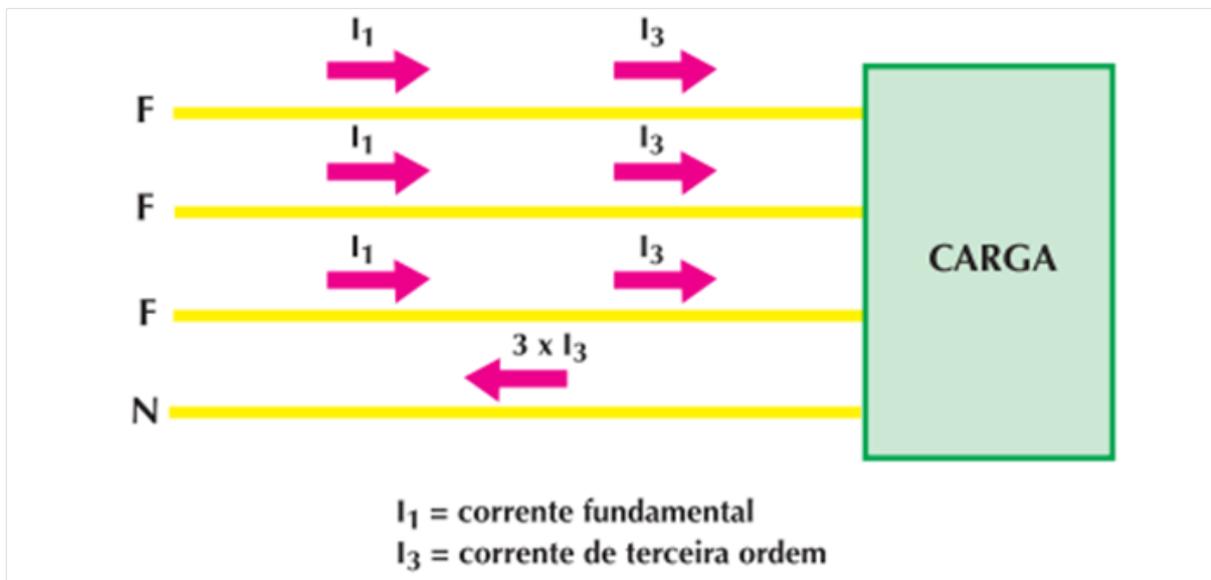


Figura 8 – Corrente de terceira ordem no neutro com amplitude três vezes maior do que a corrente em cada fase do sistema equilibrado

(MORENO, 2001)

Estes parâmetros de classificação de harmônicos são fundamentais para verificar tanto os efeitos de correntes e tensões harmônicas em sistemas elétricos quanto nas cargas, linhas e demais equipamentos como geradores e transformadores. (PENA, 2016)

2.4.2 Espectro Harmônico

O Espectro Harmônico é uma representação de forma de onda no domínio da frequência. Este pode ser gerado por um gráfico de barras ou de linhas, que permite decompor um sinal em suas componentes harmônicas representando cada barra com sua ordem harmônica e defasagem e várias cargas não lineares são representadas por meio destes. (MORENO, 2001) Na prática limita-se o número de harmônicas na faixa da ordem 40, já que os sinais acima dessas ordens não são tão significantes quanto as primeiras ordens de forma que perturbe o funcionamento de uma instalação ou sistema elétrico. A figura 9 ilustra o exemplo de um espectro harmônico de um sinal com distorções harmônicas. (MORENO, 2001)

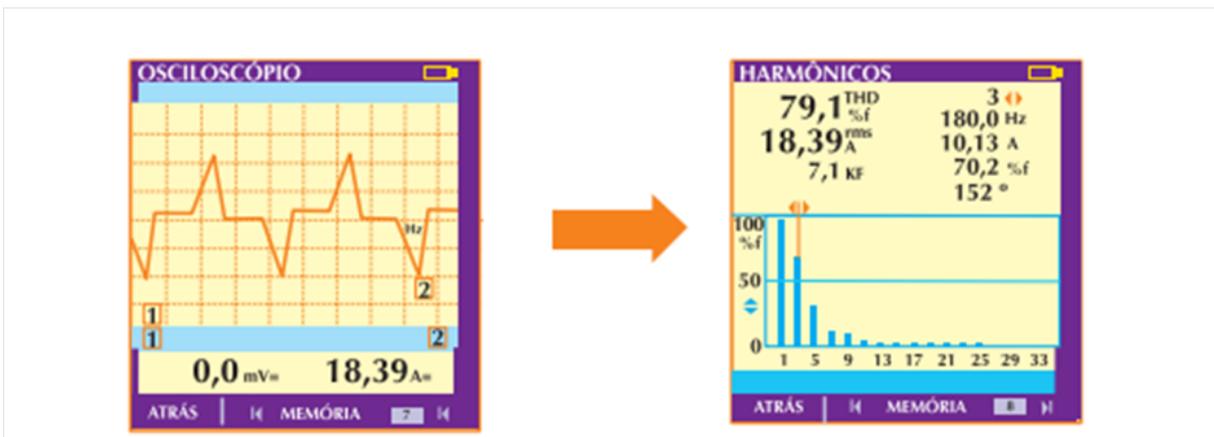


Figura 9 – Espectro de uma forma de onda com distorções harmônicas (MORENO, 2001)

Em instalações que apresentam a predominância de sinais em corrente alternada, o espectro harmônico representa apenas harmônicas de ordem ímpar, enquanto que as harmônicas de ordem par são apresentadas apenas em instalações com distorções causadas por correntes contínuas.

2.4.3 Fator de Potência e $\cos \phi$

O fator de potência é igual a relação entre a potência ativa P e a potência aparente S e é denominado como a relação entre potencia ativa e a potencia aparente para um sinal periódico não senoidal. (MORENO, 2001)

$$FP = \frac{P}{S}$$

Geralmente é muito usual confundir o fator de potência com o cosseno phi ($\cos \phi$), cuja a definição é relacionada com a frequência fundamental: (SCHNEIDER, 2008)

$$\cos \phi = \frac{P_1}{S_1}$$

Onde:

P_1 = Potência ativa da fundamental (W)

S_1 = Potência Aparente da fundamental (VA)

Com a presença de harmônicos nos sistemas elétricos, as grandezas elétricas não são mais expressas por funções puras e lineares, o que incorre no surgimento de um desvio entre o fator de potencia e o $\cos \phi$. O $\cos \phi$ é a relação entre a potência ativa e a potência aparente, relativo para cada uma das componentes harmônicas. (PORTELA; ROSA, 2016) Quando ocorre distorções harmônicas em sistemas elétricos, as reatâncias indutivas se elevam em proporção com a elevação da frequência. O triangulo de potencias é alterado, incluindo uma nova dimensão, decorrente da potencia aparente necessária para suportar a distorção do sinal. (PORTELA; ROSA, 2016)

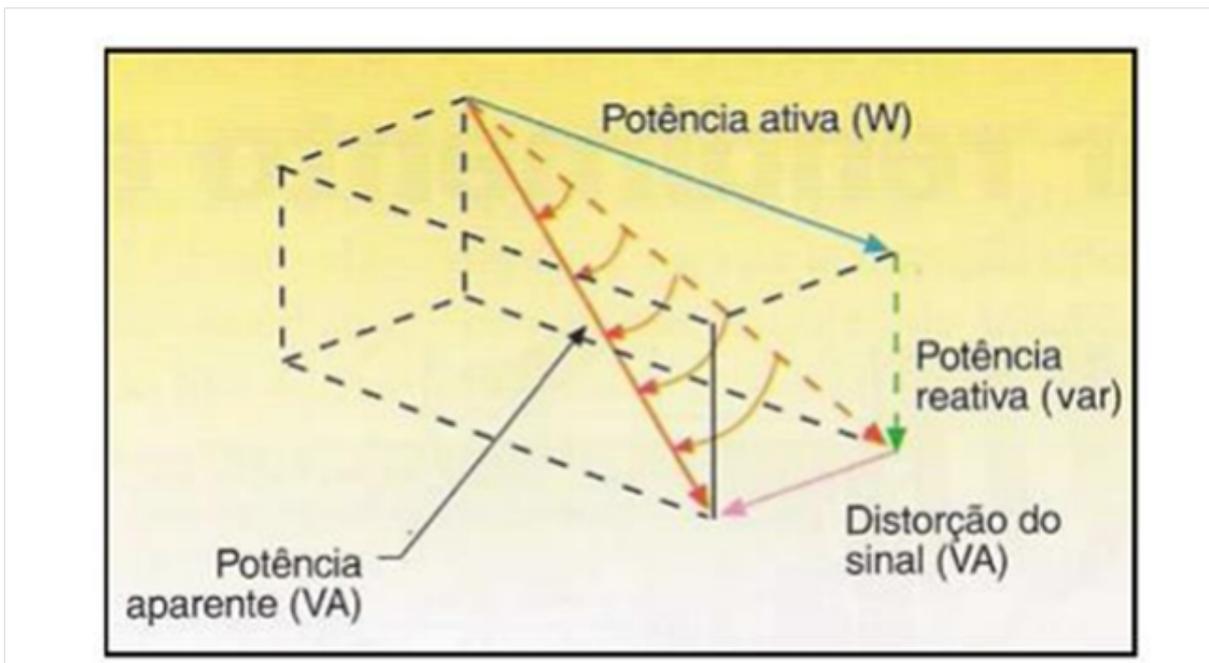


Figura 10 – Visualização da terceira dimensão das potências em um circuito com a presença de harmônicos

(ISONI, 2004)

Uma interpretação válida para verificar e analisar a presença significativa de harmônicas pode ser dado pela diferença entre o fator de potencia e o $\cos \phi$, sendo o fator de potencia inferior ao $\cos \phi$. No parecer de distorções harmônicas, o fator de potencia pode ser expresso por duas grandezas diferentes: (PORTELA; ROSA, 2016)

- Fator de potência real: É considerado os ângulos de fase de cada harmônico e a potencia reativa necessária para produzi-las. Este é o fator de potencia que necessita ser corrigido.
- Fator de potencia de deslocamento: É considerado apenas a defasagem entre tensão e corrente para a frequência fundamental. Com a presença de harmônicos, o fator de potencia real é inferior ao deslocado. Sem a presença de harmônicos, o fator de potencia de deslocamento é igual ao fator de potencia real.

2.4.4 Potência Ativa e Perdas

A potência ativa P de um sinal que apresenta distorções harmônicas é a soma das potências ativas causadas por tensões e correntes de mesma ordem. (SCHNEIDER, 2015a)

A decomposição da tensão e da corrente em suas componentes harmônicas é dada pela equação 2.1:

$$P = \sum_{h=1}^{\infty} U_h I_h \cos \phi_h \quad (2.1)$$

Onde ϕ_h seria a defasagem entre a tensão e a corrente harmônica de ordem h . (SCHNEIDER, 2015a)

As distorções harmônicas de corrente causam o aumento de perdas nos elementos de sistemas elétricos. Assim como as distorções de corrente, as distorções de tensão provocam o aumento de perdas em cargas lineares conectadas na rede elétrica e outros elementos do sistema como transformadores e banco de capacitores. Para cada ordem harmônica, h , as perdas podem ser escritas conforme descrito na equação 2.2, sendo R_h a resistência para cada ordem harmônica: (LUNDQUIST, 2001)

$$P_h = R_h I_h^2 \quad (2.2)$$

O acréscimo total de perdas ocasionado por distorções harmônicas de corrente e tensão é a soma destas perdas calculadas pela equação 2.3, para cada ordem harmônica e para todos os componentes e cargas: (LUNDQUIST, 2001)

$$\Delta P = \sum_{Ordem=1} \sum P_h \quad (2.3)$$

Vale ressaltar que as perdas harmônicas ativas de uma carga não linear são afetadas pelo sistema elétrico e por outras cargas, alterando-se assim o caminho para as correntes harmônicas. (LUNDQUIST, 2001)

O fluxo de potencia ativa para uma carga não linear consiste, na maioria dos casos, de um fluxo fundamental positivo e um fluxo harmônico negativo. Ou seja, a parte harmônica é devido as perdas adicionais no sistema de potencia. (LUNDQUIST, 2001)

As cargas lineares, diferente das cargas não-lineares, consomem apenas a potencia ativa fundamental e harmônica, o que indica que a potencia fundamental não inclui a parte harmônica.(LUNDQUIST, 2001)

Este mesmo contexto é válido para equipamentos terminais. Em algum outro lugar de um sistema, no lado secundário de um transformador, o fluxo de potencia harmônico pode estar na direção da carga ou longe da carga, dependendo da configuração do sistema e da mistura de cargas (lineares e não lineares). Em alguns casos, o fluxo de potencia ativa não representará o fluxo real em frequências harmônicas para as cargas. (LUNDQUIST, 2001)

2.5 Impactos causados por Harmônicos

Os dispositivos que geram harmônicas estão presentes em todos os setores, industriais, comerciais e residenciais, e estas harmônicas são oriundas do efeito de cargas não lineares. Uma carga é caracterizada como não linear quando a corrente que esta absorve não apresenta a mesma forma da sua tensão de alimentação. (SCHNEIDER, 2015b)

Antigamente os equipamentos geradores de harmônicos nos sistemas elétricos eram associados à transformadores e máquinas elétricas, sendo destes a maior fonte de distorções harmônicas, provenientes das correntes de magnetização dos transformadores.(TEIXEIRA, 2009)

Com o avanço da tecnologia eletroeletrônica e a alta utilização de equipamentos eletrônicos, devido ao conforto propiciado para os usuários e na melhoria no controle dos processos em cargas comerciais e industriais, aumentou-se a proporção dessas cargas em sistemas de baixa tensão deformando assim as curvas de corrente e de tensão gerando harmônicos e diminuindo a qualidade da energia elétrica. (PORTELA; ROSA, 2016)

Os dispositivos que utilizam eletrônica de potência são não lineares, como computadores, iluminação fluorescente, televisores, variadores de velocidade entre outros. E estes dispositivos vêm crescendo de forma cada vez mais gradual principalmente nas indústrias que utilizam conversores eletrônicos além dos inversores presentes em sistemas fotovoltaicos que vem crescendo cada vez mais sua inserção na rede elétrica. E isto se relaciona diretamente com a qualidade da energia elétrica das redes de distribuição. (GARCIA,) (PIRES, 2010)

Com o aumento dessas cargas não lineares na rede elétrica, as correntes e tensões sobrepostas na frequência fundamental poluem a rede com harmônicos e a presença desses

harmônicos na rede elétrica produz efeitos adversos em equipamentos e dispositivos do sistema, além de ocasionar vários problemas como: (RESENDE,) (EQUIPAMENTOS, 2000)

- Erros nas respostas de equipamentos como transdutores, medidores de energia e relés;
- Aumento das perdas do sistema;
- Aumento dos custos de manutenção;
- Redução da vida útil de cargas como motores, lâmpadas, etc.;
- Falhas de equipamentos de proteção do sistema;
- Necessidade de isolamento em trafos e bancos de capacitores;

Isto pode ocasionar interrupções momentâneas no sistema por conta das falhas nos equipamentos de proteção da rede, além de subtensão e sobretensão momentâneas também. Outros efeitos desses harmônicos são sobre os geradores síncronos do sistema, que podem ocasionar torques oscilatórios tendo a possibilidade de causar vibrações e ruídos nesses geradores podendo causar a retirada desse equipamento da rede, além de aquecimento reduzindo sua vida útil. (AFONSO; MARTINS, 2009)

No caso de máquinas rotativas, o maior efeito dos harmônicos é o aumento do aquecimento que é causado devido ao aumento das perdas no ferro e no cobre, afetando diretamente sua eficiência e o torque que a máquina disponibiliza. Esse efeito acumulativo de perdas representa em uma diminuição da eficiência e vida útil da máquina. (PORTELA; ROSA, 2016)

Como decorrência desse aquecimento, existe a possibilidade do aumento do ruído da máquina em comparação com a alimentação sem a presença de harmônicos. Esses ruídos podem ser ocasionados pelas oscilações mecânicas da máquina rotativa ou pela coincidência de alguma frequência harmônica com a frequência natural de algum componente da máquina, gerando, assim, ressonância. (PORTELA; ROSA, 2016)

Em capacitores, o aumento da temperatura ocasionado pelo aumento das perdas é decorrente da característica de condução e a histerese dielétrica. As perdas de condução são proporcionais ao quadrado da tensão aplicada, e, para a histerese, proporcionais à frequência. Assim, os capacitores são sensíveis à sobrecargas geradas pela presença de harmônico de tensão. (VARIZ, 2006)

2.5.1 Ressonância

Outro tipo de distúrbio que é ocasionado pela presença de distorções harmônicas no sistema é relativo às ressonâncias da rede. Ressonância é a amplificação da resposta do sistema de potência a uma excitação periódica quando a frequência da excitação é igual a frequência natural do sistema. (VARIZ, 2006)

Existem dois tipos de ressonância que podem ocorrer em um sistema elétrico, a paralela e a série. A paralela é caracterizada por uma impedância elevada para o fluxo de corrente harmônico, já a ressonância série é denotada por uma impedância baixa para o fluxo de corrente harmônico. (VARIZ, 2006)

Em sistemas elétricos, a presença de banco de capacitores pode resultar em perturbações harmônicas de nível crítico devido à ressonância paralela. A ressonância paralela existe entre o banco de capacitores e a reatância da rede. Se a ordem da ressonância for a mesma das correntes harmônicas injetadas por uma fonte de harmônicos, o resultado será o aumento das tensões harmônicas, sendo isto bastante perigoso para capacitores e outros equipamentos da rede elétrica (VARIZ, 2006)

Já a ressonância série pode ser vista em sistemas elétricos, quando o banco de capacitores está em série com a reatância da rede. A ressonância série pode acarretar em altos níveis de distorção na corrente do banco de capacitores ocasionando falhas no funcionamento devido a sobrecargas. (VARIZ, 2006)

2.5.2 Transformadores

Para transformadores também ocorre o aumento de perdas devido às distorções harmônicas de corrente, que elevam as perdas no cobre além de aumentar a sua temperatura e diminuir sua vida útil. (PIRES, 2006)

Verificando-se algumas dessas perdas nos transformadores, as perdas por efeito Joule nos enrolamentos serão devido ao efeito pelicular provocado pelas correntes harmônicas, dissipando energia na forma de calor. O efeito pelicular é um fenômeno que acontece em condutores de corrente alternada, na qual as correntes tendem a circular na sua seção transversal do condutor. (SILVA, 2012) (MERRIKHI; MOGHANI, 2006)

As perdas devido às correntes parasitas crescem com o quadrado da frequência e o quadrado da corrente. Já as perdas geradas pelo fluxo de dispersão crescem com o aumento da frequência. (PIRES, 2006)

As perdas no cobre e os aumentos no fluxo de dispersão são ocasionadas pelas correntes harmônicas, enquanto as tensões harmônicas aumentam as perdas no ferro. (Pires,2006)

Em relação a vida útil, os transformadores são afetados diretamente, devido ao

aumento da temperatura. No caso de distorções acima dos valores recomendados pela norma IEEE C57.12.00-2000 que é de 5%, um valor de distorção de corrente de 30% ocasiona a redução da vida útil do transformador em 30%. (PIRES, 2006) (DELAIBA A.C, 1995)

Também se apresenta nos transformadores uma maior influencia das capacitâncias parasitas entre espiras e enrolamentos que podem gerar acoplamentos não desejados, produzindo assim ressonâncias no próprio transformador. (PORTELA; ROSA, 2016)

Outro ponto negativo que a presença de harmônicos ocasiona em transformadores é a depreciação da potência nominal. Os transformadores que alimentam cargas não lineares são propícios a níveis de perdas maiores. Com isso a capacidade do transformador é reduzida, utilizando-se uma potencia menor que a nominal. Este processo é conhecido como depreciação da potencia nominal.(SANTOS, 2012)

Esses transformadores são dimensionados para que a sua potência máxima seja determinada para que o valor de perda total no transformador que alimenta cargas não lineares seja a mesma que este teria alimentando cargas lineares de potencia nominal. Assim como, a corrente máxima não deve ser superior à corrente nominal.(SANTOS, 2012)

2.5.3 Cabos de Alimentação

Nos cabos de alimentação, em função do efeito pelicular, ocorre um aumento das perdas nos cabos, devido às harmônicas de corrente. Na frequência pura o efeito pelicular não apresenta grande significância, mas a partir da sexta ordem harmônica, este efeito é considerável, gerando sobreaquecimento e perdas adicionais. (PIRES, 2010) As causas do aumento dessas perdas são decorrentes do: (VARIZ, 2006) (IEEE, 1993)

- Aumento da resistência aparente do condutor devido ao efeito pelicular;
- Aumento das perdas dielétrica na isolação, caso o cabo esteja submetido a tensões distorcidas;
- Fenômenos relacionados com a proximidade de condutores em relação com coberturas metálicas e blindagens aterradas.

Além disso, se os cabos de alimentação forem longos e os sistemas conectados apresentem ressonâncias excitadas por componentes harmônicas, ocorre o aparecimento de elevadas sobretensões na linha, danificando-se assim o cabo. (PORTELA; ROSA, 2016)

Os cabos podem também ser colocados a um stress de tensão e efeito corona que possibilita a disruptura dielétrica, quando são submetidos a ressonância harmônica. (SILVA, 2012) (IEEE, 1992)

Na presença de correntes harmônicas, o dimensionamento desses cabos devem levar em conta estes efeitos, reduzindo-se a sobrecarga nos cabos.([SILVA, 2012](#)) O condutor neutro também deve ser dimensionado levando-se em conta esses fatores, pelo fato dos sistemas de distribuição serem inevitavelmente desbalanceados e a passagem de corrente no neutro na presença de harmônicos ser alta devido as ordens triplas de harmônicos. ([SILVA, 2012](#))

2.5.4 Demais Equipamentos

Os aparelhos de medição que são compostos por discos de indução, como os antigos medidores de energia, apresentam sensibilidade a componentes harmônicas, podendo apresentar erros positivos quanto erros negativos. Aparelhos de instrumentação também são afetados por harmônicos, ainda mais se ocorrerem ressonâncias que afetem as grandezas mensuradas. ([PORTELA; ROSA, 2016](#))

Para dispositivos de proteção como relés e fusíveis, na presença de harmônicos ocorre o aumento da corrente eficaz provocando um aquecimento dos dispositivos. Esse aquecimento pode reduzir sua vida útil e até mesmo sua operação inadequada. No caso dos relés, não é possível definir completamente as respostas pela grande variedade de distorções possíveis e aos diferentes tipos de dispositivos existentes. ([PORTELA; ROSA, 2016](#)) ([KEY; LAI, 1995](#))

E com isto ainda constam-se os prejuízos econômicos resultantes destes e de demais problemas dos sistemas elétricos, tornando a importância da qualidade da energia cada vez mais importante e um objeto de preocupação tanto para os órgãos do sistema elétrico quanto para os próprios consumidores.

3 Metodologia

3.1 Materiais

3.1.1 Modo Harmônicos - OpenDSS

Utilizou-se para o desenvolvimento desse estudo o software de simulação Open Distribution System Simulator (OpenDSS). Software voltado para simulações e análises em sistemas de distribuição de energia elétrica. O objeto de análise utilizado no estudo foi o modelo harmônicos do OpenDSS.

O modelo harmônicos do OpenDSS opera no domínio da frequência e apresenta parâmetros para a modelagem de cargas não lineares na rede elétrica a ser simulada, sendo possível analisar as distorções harmônicas.

Quando se utiliza o “Mode=Harmonics”, o OpenDSS transforma as cargas em equivalentes de Norton, ou seja, as cargas e outros elementos de conversão de energia se transformam em fontes de correntes, conforme o esquemático da figura 11.

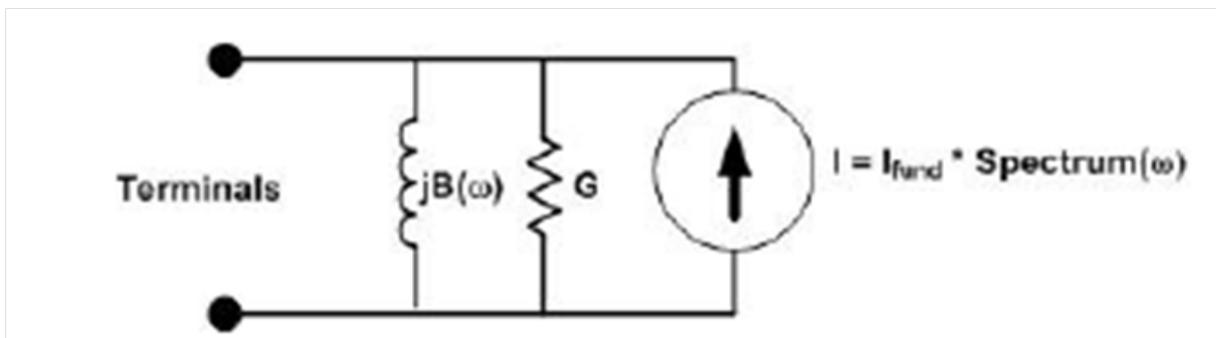


Figura 11 – Modelo do equivalente de Norton de uma carga no Modo Harmônicos do OpenDSS

(EPRI, 2013)

Nesse modelo a carga é representada por uma fonte de corrente e uma admitância da carga equivalente em paralelo com a fonte, representado por $G+jB$, a susceptância (B) é ajustada de acordo com a frequência em que se deseja realizar o fluxo de potência harmônico. A corrente da fonte é associada pelo valor da corrente na frequência fundamental (60 Hz) vezes o espectro harmônico da carga.

Estes espectros podem ser adicionados pelo usuário para cada elemento de conversão do sistema, como cargas, fontes de corrente, fontes de tensão, geradores e outros elementos como sistemas fotovoltaicos. O OpenDSS apresenta um espectro “default” para cargas, assim caso o usuário não adicione esta informação, o software, quando inicia a si-

mulação no modo harmônicos, considera um espectro pré-definido. Este espectro “default” encontra-se apenas para cargas no sistema, para os demais elementos de conversão de energia o software não apresenta estes dados. O espectro “default” utilizado pelo OpenDSS encontra-se na figura 12.

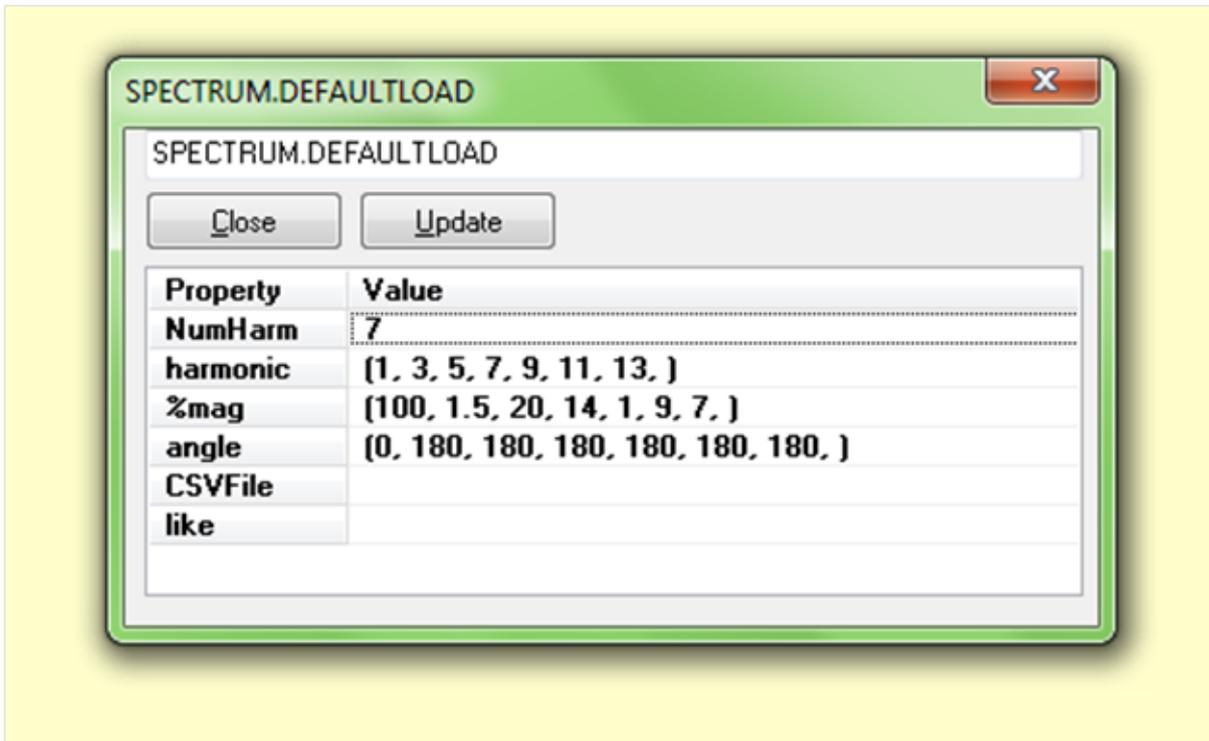


Figura 12 – Espectro Default presente no OpenDSS. Fonte: Própria

Esse espectro da figura 12, apresenta uma quantidade de 7 harmônicos, desde a frequência fundamental até a 13ª ordem, apresentando-se apenas as componentes ímpares, sendo que cada uma com sua específica magnitude e ângulo. No OpenDSS é possível simular qualquer carga não linear necessitando-se apenas de seu espectro com os mesmos dados de entrada presente no espectro “default”, assim é possível verificar o comportamento de qualquer carga não linear na rede elétrica. Caso não queira que alguma carga presente no sistema não influencie o sistema com distorções harmônicas, é necessário criar um espectro com número de harmônicos igual a zero.

Com a inserção dos espectros é possível definir apenas os valores com as frequências de interesse para o estudo, sendo possível executar o fluxo para sequência positiva, negativa e zero. Depois de modelar os componentes de conversão de energia que se deseja, pode-se também especificar para qual frequência deseja-se resolver e analisar a rede elétrica. Assim o OpenDSS executa um fluxo de energia instantâneo para a frequência desejada, para isso é necessário que seja realizada uma primeira execução na frequência fundamental para depois apresentar os resultados advindos para a frequência desejada.

Quando se deseja analisar o sistema para uma frequência x , por exemplo, para

a quinta ordem (300 Hz), é necessário “setar” uma determinada ordem harmônica, o OpenDSS resolve primeiro para a frequência fundamental, depois para a segunda harmônica, depois para a terceira e assim por diante até a frequência desejada. Os resultados apresentados pelo software são referentes à última frequência em que foi realizada a simulação, porém com a presença de monitores é possível verificar as correntes e tensões dos elementos para todas as frequências em que o OpenDSS realizou até a frequência definida.

Para verificar apenas para uma determinada ordem harmônica é necessário utilizar o comando “set harmonics”. Com esse comando o OpenDSS realiza a simulação primeiro para a frequência fundamental e depois para a ordem harmônica “setada” pelo comando.

No modo harmônicos, o OpenDSS não realiza o fluxo de potência no tempo, pois ele realiza a simulação com base no fluxo de potência por meio das admitâncias equivalentes para cada frequência, fornecendo assim o valor das componentes harmônicas em cada hora específica, sendo um resultado independente do anterior.

Com este modelo apresentado no OpenDSS, é possível verificar a influência de cargas não lineares em redes elétricas para frequências diferentes da fundamental (60 Hz), criando possibilidades para diversas análises, como a análise de perdas nas redes de distribuição. Além de conseguir realizar essa análise em conjunto com outros modelos de simulação presentes no software, como sistemas fotovoltaicos e centrais eólicas.

3.2 Métodos

3.2.1 Descrição do Sistema Elétrico

Para a realização das simulações utilizou-se um sistema elétrico de um alimentador real da rede de distribuição do Distrito Federal. A rede utilizada corresponde a um alimentador de distribuição da Companhia Energética de Brasília – CEB, o alimentador TG01 localizado em Brasília-DF.

3.2.1.1 Alimentador TG01

Para as simulações utilizou-se um sistema elétrico real de distribuição, o alimentador TG01 localizado em Brasília-DF, na área de concessão da CEB servindo como estudo de caso no presente trabalho.

Este atende a unidades consumidoras residenciais e comerciais, além de cargas industriais e iluminação pública nos trechos de baixa tensão, da região de Taguatinga Norte, na cidade satélite de Taguatinga do Distrito Federal.

O sistema elétrico de Taguatinga é composto por 15 alimentadores em toda a sua região. A figura 13 mostra a composição deste sistema e a localização do alimentador

TG01 utilizado no presente estudo.

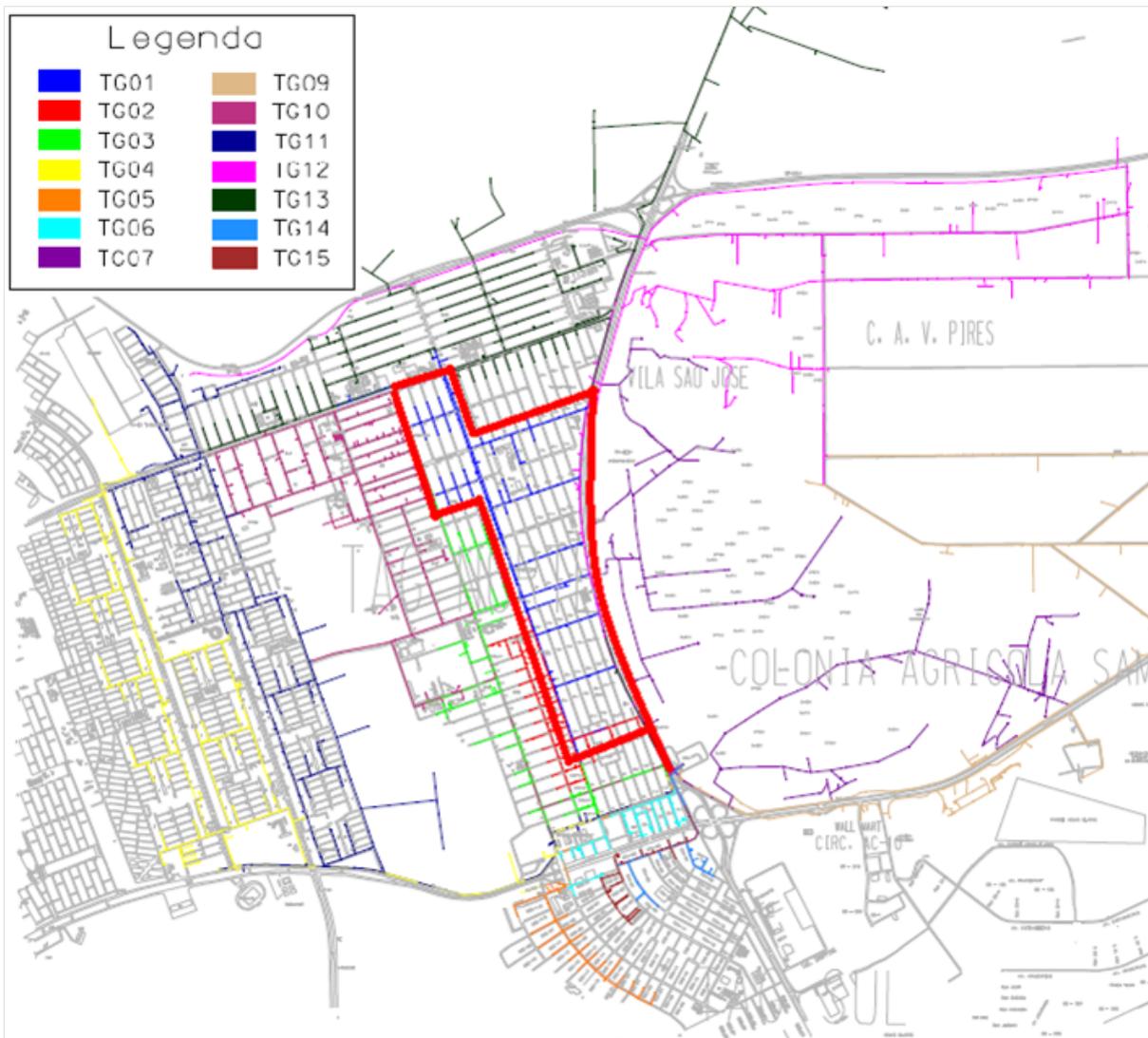


Figura 13 – Sistema de alimentação de Taguatinga

(CEB, 2016)

A localização das unidades consumidoras foram simplificadas, de modo que os transformadores alimentem somente um tipo de carga (residencial ou comercial). Os transformadores localizados na avenida comercial, na parte superior esquerda do mapa apresentado na figura 14, atendem cargas comerciais e os instalados no interior das quadras atendem exclusivamente cargas residenciais. (SHAYANI, 2010)

O sistema apresenta 86 transformadores, sendo um transformador de três enrolamentos e potência de 5 kVA e oitenta e cinco transformadores trifásicos (13,8 kV/380V), com dois enrolamentos, conectados em delta estrela aterrado, com potências variando entre 30 e 1000 kVA, sendo:

- 2 transformadores de 30 kVA;

- 2 transformadores de 45 kVA;
- 31 transformadores de 75 kVA;
- 30 transformadores de 112,5 kVA;
- 16 transformadores de 150 kVA;
- 2 transformadores de 225 kVA;
- 2 transformadores de 1000 kVA.

No estudo de (SHAYANI, 2010), o sistema apresentava 73 transformadores de distribuição, no alimentador utilizado nesse estudo, aconteceu desde o ano de 2010 a expansão de treze transformadores de distribuição, sendo:

- 1 transformador de 75 kVA;
- 7 transformadores de 112,5 kVA;
- 3 transformadores de 150 kVA;
- 2 transformadores de 1000 kVA.

No estudo realizado por (VIEIRA, 2016), que também utilizou o alimentador TG01 para simulações, as características desses transformadores, sem a expansão dos treze transformadores são apresentadas na tabela 9 do anexo I.

A figura 14 apresenta o percurso da rede de média tensão (13,8kV) do alimentador TG01, indicando a sua topologia radial. Já a figura 15 representa o esquema elétrico do alimentador, a numeração correspondente ao diagrama elétrico encontra-se na tabela em anexo. O descritivo detalhado do circuito, abrangendo os dados relativos ao comprimento de cada trecho e suas referentes seções é apresentado em (SHAYANI, 2010).

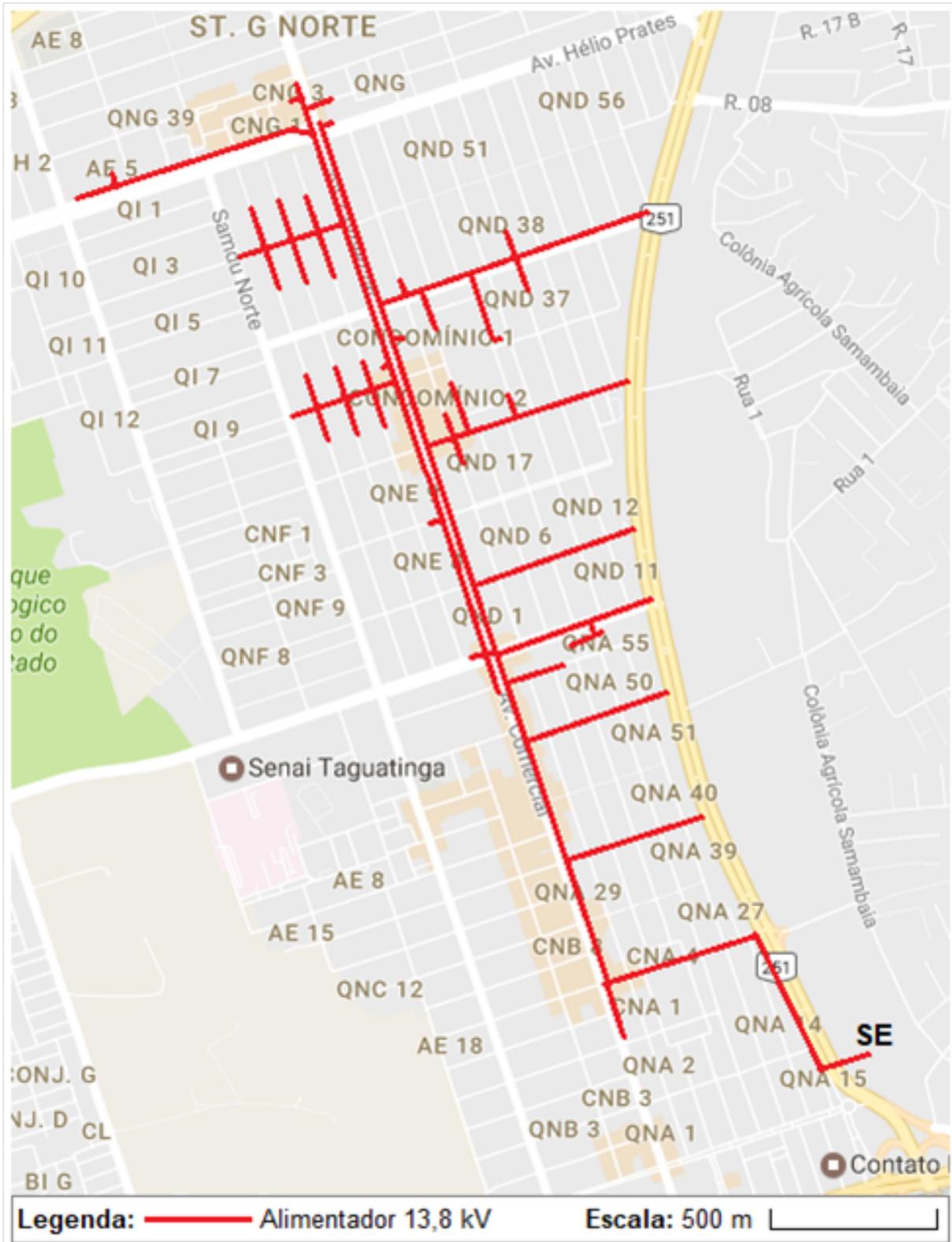


Figura 14 – Percurso do Alimentador TG01 com suas ramificações para as cargas de baixa tensão

(SHAYANI, 2010)

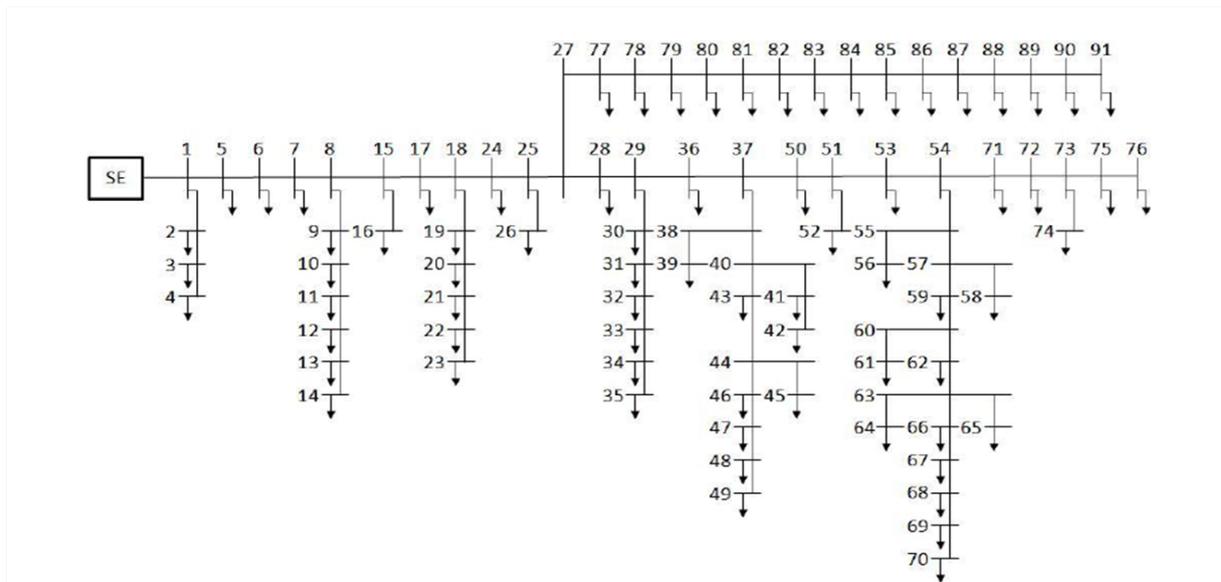


Figura 15 – Esquema elétrico equivalente do alimentador TG01, incluindo a numeração das barras presentes na tabela em anexo

(SHAYANI, 2010)

Dado o tamanho do arquivo que contém o detalhamento do alimentador, implementado no OpenDSS, e sua restrição para uso pessoal dado por parte da ANEEL, sugere-se que entre em contato com o Serviço de Informações ao Cidadão (SIC), ligado à Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição (SRD) da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, a fim de obter a disponibilização dos dados deste e de outros alimentadores. No total, o alimentador TG01 com base nos dados fornecidos pela CEB, atende em torno de 4 cargas em média tensão e 7941 cargas em baixa tensão, sendo destas:

- 5309 cargas residenciais.
- 1738 cargas comerciais.
- 7 cargas industriais.
- 887 cargas de iluminação pública.

3.2.2 Metodologia de simulações

As simulações para o estudo foram realizadas no OpenDSS em conjunto com um software de simulação numérica para a execução dos comandos de forma automatizada e para o processamento dos dados.

O sistema TG01 disponibilizado para estudo apresenta os scripts para os 12 meses do ano, e para cada mês apresenta configurações de carga para dia útil, sábado e domingo.

As simulações foram divididas em dois cenários, e para cada cenário foram realizadas algumas configurações diferentes. Em cada um dos cenários foi realizada a simulação para a obtenção das perdas ativas para cada hora do dia e para cada configuração de carga do sistema, dia útil, sábado e domingo. Esses cenários foram estabelecidos conforme abaixo:

- Cenário I: As simulações foram realizadas para a obtenção das perdas ativas do sistema TG01 na frequência fundamental do sistema, 60Hz.
- Cenário II: Foi inserido o espectro de corrente nas cargas do sistema e realizado as simulações em cada ordem harmônica que compõe o espectro utilizado. Obtendo-se as perdas ativas para cada ordem harmônica presente no sistema.

A figura 16 apresenta o diagrama do processo de simulações para os dois cenários estabelecidos para o estudo com a interação entre os dois softwares para a obtenção dos resultados de perdas ativas.

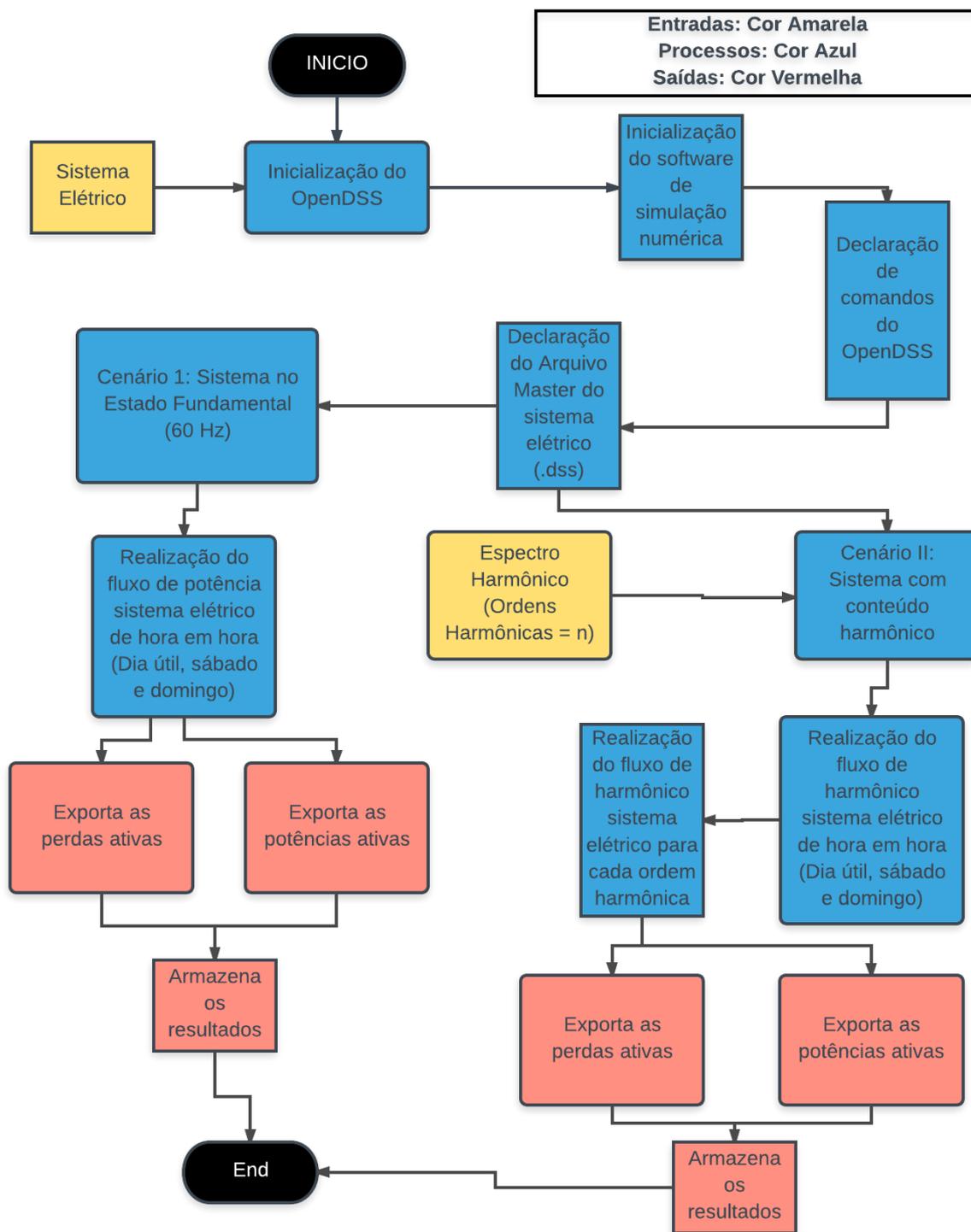


Figura 16 – Diagrama de simulações para o estudo. Fonte: Própria

As simulações foram realizadas em conjunto com o software de simulação numérica, pela grande quantidade de simulações que foram executadas durante o estudo.

O software, através da sua interação com o OpenDSS, inicializa o arquivo master referente a cada mês do ano e para cada configuração de carga diária. Por exemplo, o software inicializa o script para o mês de janeiro para a configuração de carga referente ao dia útil e realiza a simulação para as 24 horas do dia e salva os resultados obtidos. Logo em seguida, executa o arquivo master referente ao sábado e realiza o mesmo procedimento para domingo e para os demais meses do ano. A figura 17 mostra esse exemplo de simulação para o cenário I.

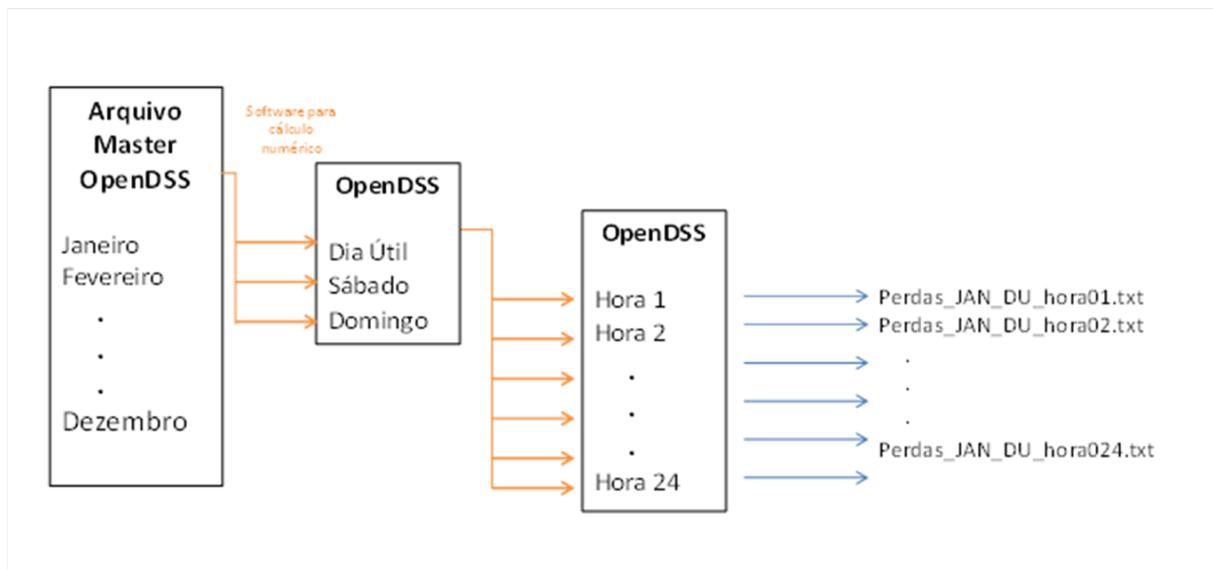


Figura 17 – Diagrama de simulação para o cenário I de simulações. Fonte: Própria

Para o cenário II, utilizou-se o OpenDSS no modo harmônicos. Este modo de simulação do software apresenta um processo de simulação diferente daquele realizado no estudo para o cenário I, pois apresenta uma etapa nova no seu procedimento, por ter que realizar a simulação para cada ordem harmônica do espectro inserido no sistema.

Por exemplo, o software inicializa o script para o mês de janeiro para a configuração de carga referente ao dia útil, depois realiza a simulação referente a primeira ordem harmônica que compõe o espectro inserido e em seguida realiza a simulação para as 24 horas do dia e salva os resultados obtidos. Logo em seguida, ele realiza o mesmo procedimento para a próxima ordem harmônica até a última ordem do espectro. Em seguida inicializa o arquivo master referente ao sábado e realizava o mesmo procedimento para domingo e para os demais meses do ano. A figura 18 apresenta esse exemplo de simulação para o cenário II.

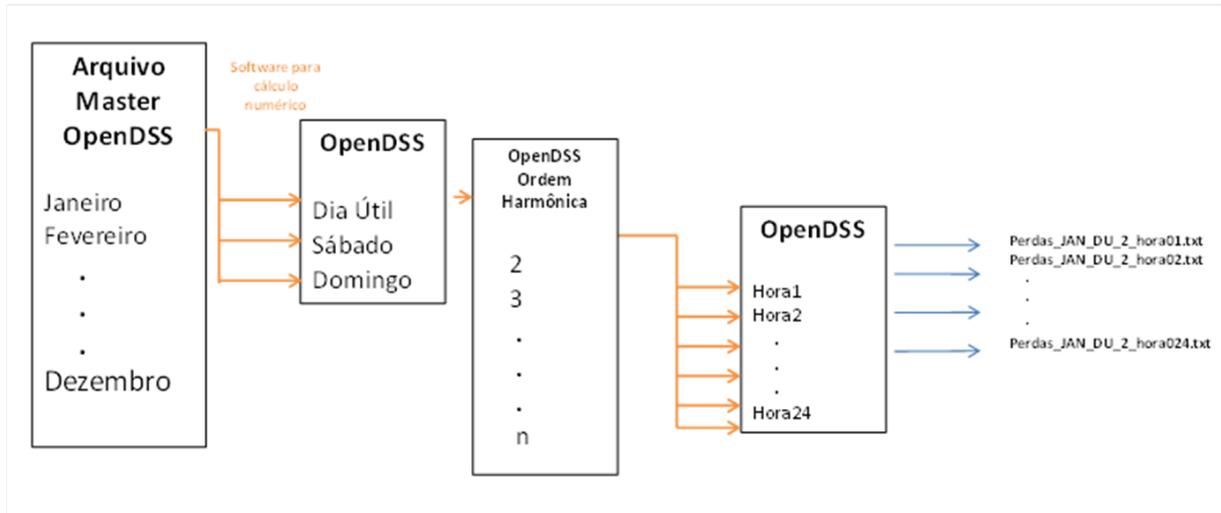


Figura 18 – Diagrama de simulação para o cenário II de simulações. Fonte: Própria

O espectro de correntes harmônicas utilizado no cenário II foi baseado nos limites de distorção de corrente em relação à corrente fundamental do guia IEEE Std 519-1992 (IEEE, 1992), apresentado na figura 19 com seus valores recomendados. Este guia determina os limites de distorção de corrente de harmônicos individuais em relação ao nível de tensão da carga. Estes limites são obtidos através da relação entre a corrente de curto circuito da barra (I_{cc}) e a corrente de demanda máxima da carga (I_{carga}).

Assim, quanto maior foi a corrente de curto circuito em relação a corrente de demanda máxima da carga, maior será o valor permitido do harmônico de corrente.

Nível de tensão	I_{cc}/I_{carga}	Harmônicos individuais					DTD (%)
		$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$h \geq 35$	
$V \leq 69 \text{ kV}$	< 20	4	2	1,5	0,6	0,3	5
	$20 < 50$	7	3,5	2,5	1	0,5	8
	$50 < 100$	10	4,5	4	1,5	0,7	12
	$100 < 1000$	12	5,5	5	2	1	15
	> 1000	15	7	6	2,5	1,4	20
$69 \text{ kV} < V \leq 161 \text{ kV}$	< 20	2	1	1,75	0,3	0,15	2,5
	$20 < 50$	3,5	1,75	1,25	0,5	0,25	4
	$50 < 100$	5	2,25	2	0,75	0,35	6
	$100 < 1000$	6	2,75	2,5	1	0,5	7,5
	> 1000	7,5	3,5	3	1,25	0,7	10
$V > 161 \text{ kV}$	< 50	2	1	0,75	0,3	0,15	2,5
	≥ 50	3	1,5	1,15	0,45	0,22	3,75

Figura 19 – Limites de distorção de corrente (DTD) em relação à corrente fundamental (IEEE, 1992)

Para este cenário utilizou-se o pior caso possível de distorções de corrente, ou seja, utilizou-se o maior valor permitido pelo guia do IEEE. Isto foi realizado pela dificuldade de se obter as correntes de curto e de demanda máxima de cada carga do sistema, já que há um número elevado de cargas na rede.

O espectro foi definido com 6 ordens harmônicas ($2^{\circ}, 3^{\circ}, 5^{\circ}, 7^{\circ}, 9^{\circ}$ e 11°), foram definidas essas ordens e quantidade por serem as ordens que mais geram distorções harmônicas em cargas não lineares que se apresentam em um sistema de potência como os espectros disponibilizados no estudo de (RESENDE,). E para ter uma eficiência das análises e dos resultados obtidos, já que quanto maior a quantidade de ordens maior seria a quantidade de simulações.

Como o nível de tensão do alimentador é inferior a 69 kV, as distorções utilizadas para o espectro do presente trabalho foi de 15% para as ordens harmônicas inferiores a décima primeira e de 7% para a décima primeira. Já para as fases do espectro, considerou-se defasagem igual a zero para todas as demais ordens harmônicas do espectro. O espectro utilizado no cenário II de simulações encontra-se na tabela 2

Tabela 2 – Espectro de corrente utilizado no cenário II

ORDEM HARMÔNICA	ESPECTRO	
	MAGNITUDE (%)	FASE (ANG)
2	15	0
3	15	0
5	15	0
7	15	0
9	15	0
11	7,5	0

Esse procedimento foi realizado pelo fato do OpenDSS no modo harmônicos não possibilitar a medição das grandezas elétricas com o medidor de energia durante um dia. Pois no modo harmônicos ele roda apenas para uma hora específica e gera todos os harmônicos até a ordem do espectro utilizado para a hora definida para a análise e o medidor de energia apenas captura os dados do último harmônico. Diferente do modo snapshot utilizado no cenário I onde é possível obter a medição de energia para as 24 horas com o medidor de energia. Para uma melhor comparação e análise dos resultados entre os cenários, as simulações no cenário I foram realizadas de hora em hora.

Ao total foi realizado para o cenário II o total de 5184 simulações e para o cenário I o total de 864 simulações, totalizando a execução de 6048 simulações.

4 Resultados e Discussões

Esta seção irá apresentar os resultados obtidos pelas simulações realizadas nos dois cenários pré-estabelecidos, calculando-se as perdas ativas para o Alimentador TG01.

Os resultados deste estudo com base nos dois cenários de simulação pré-estabelecidos foram realizados para os doze meses do ano. Porém, nessa seção será apresentado e discutido apenas os resultados de forma particular, para o mês de dezembro e os resultados de forma global, para o ano todo.

O mês escolhido foi dezembro por apresentar o valor de perdas mais próximo da média em relação aos outros meses. Para os meses com 31 dias, como no caso de Dezembro, foi considerado no cálculo das perdas ativas mensais, 23 dias úteis, 4 sábados e 4 domingos. Para os meses com 30 dias, 22 dias úteis, 4 sábados e 4 domingos e para fevereiro, 20 dias úteis, 4 sábados e 4 domingos.

4.1 Considerações sobre as simulações

O sistema utilizado no estudo quando foi obtido já estava implementado no OpenDSS. Com isso, não foi possível identificar padrões e justificativas utilizadas para as barras e elementos implementados no OpenDSS para que se tivesse um maior conhecimento das características do alimentador. Como por exemplo, verificar quantas cargas estavam ligadas em cada um dos 86 transformadores ou até mesmo georeferenciar o sistema.

Para o cenário I de simulação utilizou-se o sistema sem realizar nenhuma alteração em seu script. Para o cenário II, foi necessário inserir o espectro citado anteriormente nas cargas do sistema de forma a simular uma rede com cargas não lineares.

As 7941 cargas em baixa tensão implementadas no sistema eram variáveis, sendo algumas monofásicas, outras trifásicas, algumas conectadas em delta outras em estrela caracterizando-se como um sistema desequilibrado. Além de ter cargas comerciais, residenciais e de iluminação pública para o sistema e cada uma dessas apresentar curvas de carga diferentes.

Durante a execução do trabalho, foram realizadas outras simulações e hipóteses para a execução do estudo. Primeiramente foi realizado uma tentativa de deixar o sistema mais básico, de forma que conseguisse identificar as características do sistema para a inserção dos espectros no sistema, para a realização das simulações e para a interpretação dos resultados. A ideia era de criar uma carga equivalente em cada um dos barramentos de baixa tensão dos 86 transformadores do sistema, diminuindo-se a quantidade de cargas em baixa tensão de 7941 para 86 cargas.

Isto foi realizado, simulando o arquivo obtido do alimentador para as 24 horas do dia, coletando os dados de potência ativa para cada hora em cada um dos barramentos de baixa tensão dos 86 transformadores.

Com esses valores foi possível traçar uma curva de carga para cada um dos 86 transformadores. Após essas etapas, foi feito o script de 86 cargas onde cada carga era referente ao barramento de um transformador e a curva de carga deste.

Depois de implementar o script referente às 86 cargas no OpenDSS, o novo sistema foi simulado e comparado com o original, porém verificou-se que os montantes de perdas caiu pela metade em comparação com o original. Isto ocorreu pelo fato de ter retirado toda a rede elétrica de distribuição no lado de baixa tensão, já que o novo sistema apresentava seus terminais nos barramentos de baixa dos transformadores, sendo essa uma hipótese não válida, pelo fato do estudo realizado perder a característica de ser executado em um alimentador real e também, por se tratar de um estudo sobre perdas, estaria ignorando grande percentual das perdas que de fato ocorrem em uma rede de distribuição.

Com isso, a hipótese não foi validada e o estudo foi realizado no sistema original, inserindo-se apenas os espectros das cargas não lineares nas cargas do sistema. Porém pela dificuldade de conseguir separar cada tipo de carga pelos scripts implementados no OpenDSS, foi adicionado no script de cargas do alimentador, o mesmo espectro nas 7941 cargas em baixa tensão e nas 4 cargas em alta tensão do sistema para a realização das simulações no modo harmônicos.

A definição do espectro baseado no guia do (IEEE, 1992) foi realizada dessa forma pela dificuldade de conseguir estabelecer um critério para caracterizar as cargas não lineares na rede elétrica. Foi utilizada a maior distorção permitida pelo guia do IEEE pela quantidade de cargas no sistema. Pois quando fosse realizado a relação entre a corrente de curto e a corrente de demanda máxima, esses valores iriam variar para cada uma das 7941 cargas, e cada uma teria um espectro diferente. Por isso foi definido utilizar o valor de maior distorção para todas as cargas do alimentador.

Uma opção que foi realizada anteriormente ao espectro utilizado neste trabalho durante a sua realização, foi a criação de um espectro baseado em espectros de correntes de equipamentos eletrônicos não lineares que estão presentes em residências e comércios, de forma a caracterizar uma carga residencial e comercial presentes no alimentador de forma mais realística. Porém os resultados encontrados apresentaram valores incoerentes, por conta da utilização de um espectro de um televisor por exemplo em uma carga residencial, as distorções de um televisor são altas, mas para uma corrente baixa. Quando é inserido um espectro no OpenDSS, as distorções harmônicas baseiam-se na corrente da carga implementada do sistema e não para um televisor que está presente em uma residência. Não tendo esse cuidado o sistema apresenta distorções harmônicas elevadas, apresentando valores incoerentes, com isso decidiu-se recorrer para a utilização do espectro utilizado no

presente trabalho.

Assim, as simulações realizadas no cenário II do alimentador TG01 foram feitas com o mesmo espectro de carga não linear e comparadas com o cenário I de simulações.

4.2 Cenário I: Sistema sem harmônicas

No cenário I a proposta é realizar a simulação do sistema original sem a presença de harmônicos para o mês de Dezembro tendo como resultado a quantidade de perdas ativa mensal e a avaliação das perdas no alimentador TG01.

As simulações para o mês de dezembro foram realizadas primeiramente para perfil de carga referente a um dia útil. A tabela 3 apresenta os valores de potência ativa e reativa e os valores de perdas durante um dia.

Tabela 3 – Resultados das simulações para o dia útil referente ao mês de Dezembro

HORA	Pot. Ativa [MWh]	Pot. Reativa [MWh]	Perdas [MWh]	Perdas Reativas [MWh]
1	4,00	1,97	0,35	0,45
2	3,76	1,85	0,33	0,42
3	3,68	1,81	0,33	0,41
4	3,66	1,80	0,32	0,41
5	3,61	1,78	0,32	0,41
6	3,58	1,70	0,28	0,34
7	2,39	1,05	0,13	0,11
8	2,54	1,12	0,14	0,13
9	2,98	1,34	0,17	0,19
10	2,99	1,35	0,17	0,19
11	3,27	1,49	0,20	0,23
12	3,58	1,65	0,22	0,28
13	3,54	1,64	0,22	0,28
14	3,51	1,62	0,21	0,27
15	3,49	1,62	0,22	0,27
16	3,59	1,67	0,23	0,29
17	3,51	1,63	0,22	0,28
18	3,89	1,81	0,24	0,31
19	5,62	2,82	0,50	0,70
20	5,83	2,96	0,53	0,76
21	5,44	2,74	0,49	0,68
22	5,06	2,52	0,45	0,61
23	4,79	2,38	0,42	0,57
24	4,43	2,19	0,38	0,51

O montante diário de perdas ativas é calculado através do somatório das perdas para as 24 horas do dia. Para este caso, mostrado na tabela, o montante de perdas para um dia útil fica em torno de 8% de perdas em relação à energia fornecida ao sistema. A tabela 4 e a figura 20 apresenta o montante de perdas para um dia útil e a quantidade de energia fornecida pelo alimentador e a energia injetada no sistema. Já a figura 21 ilustra o percentual de perdas técnicas sobre a energia total injetada no sistema.

Tabela 4 – Montante de perdas para o dia útil no alimentador TG01 da CEB

DESCRIÇÃO	MONTANTE [MWh/DIA]	% DA ENERGIA INJETADA
ENERGIA INJETADA	92,72	100%
ENERGIA CONSUMIDA	85,65	92,37%
PERDAS ATIVAS	7,07	7,62%

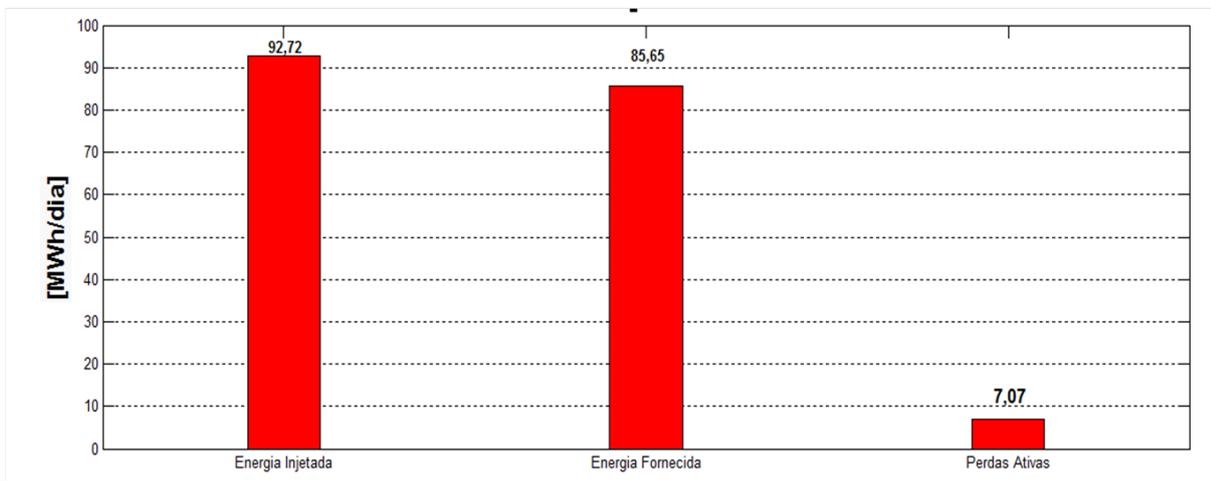


Figura 20 – Quantidade de Energia Injetada, Fornecida e Perdas Ativas para um dia útil do mês de Dezembro do alimentador TG01. Fonte: Própria

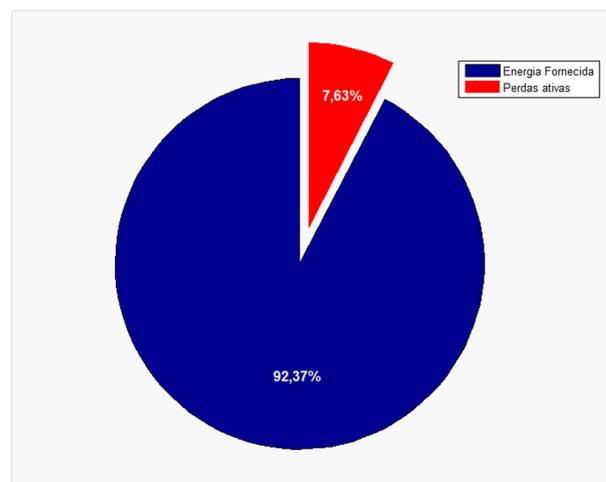


Figura 21 – Percentual de Energia Fornecida e de Perdas para um dia útil do mês de Dezembro do alimentador TG01. Fonte: Própria

Como objeto de referencia para os valores calculados, utilizou-se a Nota Técnica nº 0140/2016 – SR de 20 de julho de 2016 da ANEEL (ANEEL, 2014a) que apresenta o resultado e a avaliação das perdas na distribuição referentes à Revisão Tarifária Periódica da CEB e a Nota Técnica nº 0107/2016-SRD/ANEEL (ANEEL, 2016) que apresenta a avaliação e o resultado do cálculo das perdas na distribuição da CEB para o período base de janeiro a dezembro de 2015.

Nessas notas técnicas as perdas em alimentadores com configurações de SDMT e SDBT também são calculadas através do método de fluxo de potência. Este cálculo de perdas de energia é realizado por mês para cada alimentador de média tensão.

Conforme as notas técnicas, os dados de apuração das perdas na rede de distribuição da CEB, para o período base de janeiro a dezembro de 2015, dos 465 alimentadores encaminhados pela CEB para o cálculo das perdas apresentaram percentuais de 7,461% da Energia Injetada no sistema.

Nesse estudo foi apurado apenas as perdas para um alimentador da CEB, mas o resultado apresentado para um dia útil mostrado na tabela, indica que o percentual de perdas está dentro da faixa da distribuidora, por também estarem apresentadas na unidade de MWh e pelo fato que o percentual de perdas técnicas apurado no presente estudo resultou em 7,6% e sua variação para patamares de carga de sábados e domingos estarem abaixo de 7,6%, mas bem próximos deste percentual, como mostrado na figura 21.

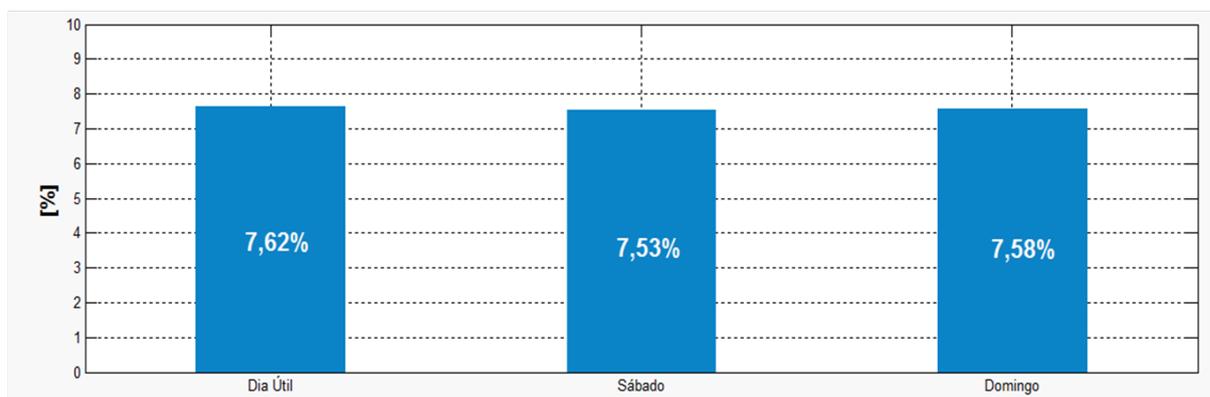


Figura 22 – Percentual de perdas ativas em relação a energia injetada no sistema para diferentes configurações de carga (Dia Útil, Sábado e Domingo) do alimentador TG01 para o mês de Dezembro. Fonte: Própria

Esta suposição fica mais evidente quando são verificados os resultados da apuração das perdas na distribuição para o mês de Dezembro e para o total de um ano. As perdas nas notas técnicas da ANEEL são contabilizadas da mesma forma em que foi realizada nesse trabalho. Onde o cálculo é executado para um dia útil, sábado e domingo, uma vez que cada tipo de dia possui uma curva de carga característica.

Vale ressaltar que, para quantificar as perdas mensais, é multiplicada a quantidade de perdas calculadas para um dia útil pela quantidade de dias úteis que determinado mês apresenta, somando com a quantidade de perdas calculadas para um sábado multiplicada pela quantidade de sábados que determinado mês apresenta, somando com a quantidade de perdas calculadas para um domingo multiplicada pela quantidade de domingos que o determinado mês para análise apresenta.

As tabelas 5 e 6 mostram os montantes de perdas ativas no alimentador para os dois períodos, mensal e anual. As tabelas com os valores de perdas para o mês de dezembro com patamares de carga para sábado e domingo encontra-se em dados adicionais para cenário I de simulações.

Tabela 5 – Montante de perdas ativas do Alimentador TG01 para o mês de Dezembro. EI: Energia Injetada e EF: Energia Fornecida

MÊS DEZEMBRO				
	EI [MWh]	EF[MWh]	PERDAS ATIVAS [MWh]	% PERDAS
DIA ÚTIL	92,717	85,647	7,070	7,62%
SÁBADO	88,616	81,944	6,672	7,53%
DOMINGO	84,887	78,457	6,430	7,58%
TOTAL PERDAS ATIVAS MENSAL [MWh]				215,01
TOTAL ENERGIA INJETADA MENSAL [MWh]				2826,50
% PERDAS DA ENERGIA TOTAL INJETADA				7,61%

Tabela 6 – Montante de perdas ativas ANUAL do Alimentador TG01. EI: Energia Injetada e EF: Energia Final Consumida

	EI[MWh]	PERDAS [MWh]	% EF [MWh]	%PERDAS
JANEIRO	3306,12	266,49	3039,63	8,06%
FEVEREIRO	3172,40	230,28	2942,12	7,26%
MARÇO	3874,18	324,27	3549,90	8,37%
ABRIL	3652,08	291,55	3360,53	7,98%
MAIO	3626,99	294,11	3332,88	8,11%
JUNHO	3126,68	235,52	2891,16	7,53%
JULHO	3152,63	232,02	2920,61	7,36%
AGOSTO	2783,16	210,03	2573,13	7,55%
SETEMBRO	3185,87	253,76	2932,12	7,97%
OUTUBRO	3238,18	256,18	2982,01	7,91%
NOVEMBRO	2526,15	185,90	2340,25	7,36%
DEZEMBRO	2826,50	215,01	2611,49	7,61%
TOTAL ANUAL	38470,95	2995,12	35475,83	7,79%

Para os resultados de caráter anual, o percentual de perdas para o alimentador TG01 utilizado no presente estudo apresenta as perdas de energia injetada no sistema em torno de 7,79%, valor acima do mesmo percentual de todos os alimentadores do sistema de distribuição da CEB. O montante de perdas técnicas apresentados na Nota Técnica nº 0140/2016 – SR da ANEEL foi de 562.340,667 MWh/ano, comparando com o montante de perdas técnicas apuradas nesse estudo que resultou em 2995,12 MWh/ano, esse alimentador é responsável por 0,53% das perdas da rede de distribuição da CEB.

Nas notas técnicas da ANEEL, são apresentados apenas os percentuais de perdas anuais e não apresentam os resultados das perdas durante um dia. Nesse estudo foi possível analisar o comportamento das perdas do sistema de hora em hora para um patamar de carga do mês de dezembro. A figura 23 ilustra esse comportamento das perdas para os patamares de carga para dia útil, sábado e domingo e para o comportamento das perdas da média desses três patamares de carga.

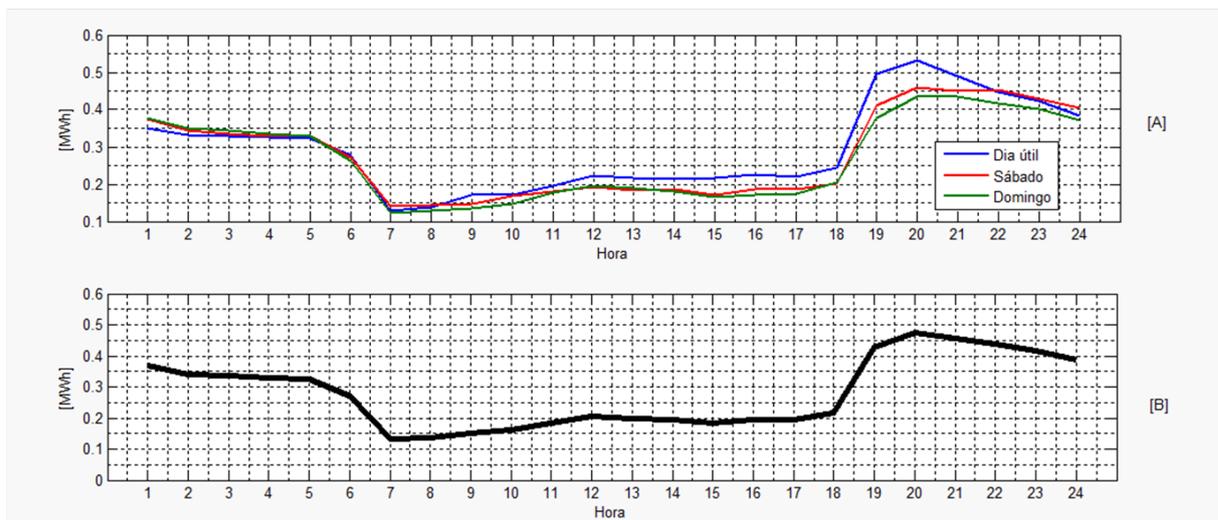


Figura 23 – Curva de Perdas diária para o Alimentador TG01. Em [A] representa a curva de perdas para os três patamares de carga do mês de Dezembro. Em [B] representa a curva de perdas média diária das curvas presentes em [A], ilustrando o comportamento mensal de perdas para o alimentador TG01. Fonte: Própria

Analisando as curvas do gráfico da figura 23, é notável a redução das perdas quase pela metade no período entre 4 e 7 horas manhã, principalmente para domingo. Também é notável o aumento das perdas nos horários de pico do sistema entre as 19 e 21 horas chegando em valores em torno de 0,55 MWh.

No gráfico [A] da figura 23 é possível analisar a diferença de perdas no horário de pico do sistema para um dia útil em comparação com o final de semana, apresentando uma variação de 0,1 MWh.

Essas reduções e aumentos repentinos durante o dia podem ser considerados pelos perfis das curvas de carga existentes no sistema. As cargas do alimentador TG01 foram

modeladas no OpenDSS com configurações de cargas residenciais, comerciais e iluminação pública. Na modelagem foram considerados 10 tipos de curvas de cargas para cargas comerciais e residenciais, e cada uma delas são compostas por 24 patamares de carga para configuração dia útil, sábado e domingo. Esses 10 modelos estão ilustrados nas figuras 24 e 25 , com a curva média para os 10 modelos, para um dia útil de cargas residenciais e comerciais.

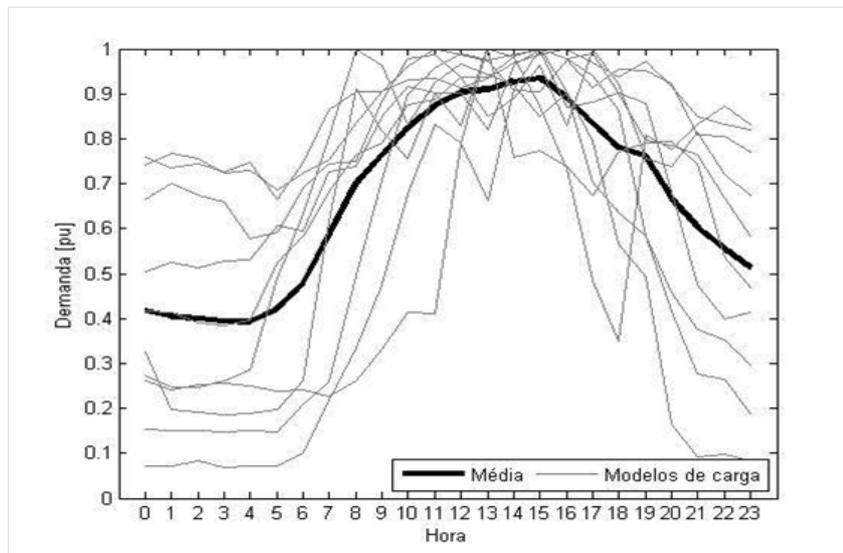


Figura 24 – Modelos de carga modelados no sistema para cargas comerciais e a média desses modelos representando o perfil de carga comercial para o alimentador TG01 para um dia útil do mês de dezembro. Fonte: Própria

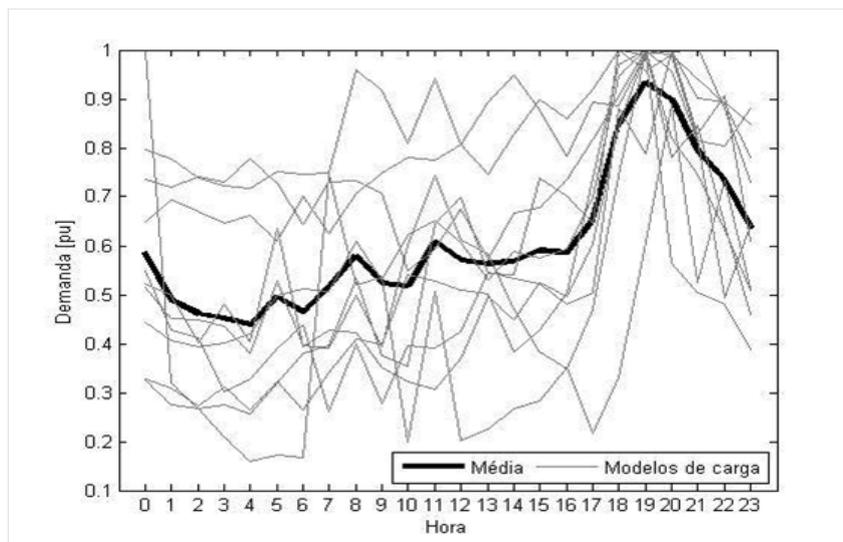


Figura 25 – Modelos de carga modelados no sistema para cargas residenciais e a média desses modelos representando o perfil de carga comercial para o alimentador TG01 para um dia útil do mês de dezembro. Fonte: Própria

A média dessas curvas de cargas para perfis residenciais e comerciais em conjunto com a curva referente a iluminação pública está apresentado na figura 26 . No gráfico é possível averiguar o comportamento das cargas residenciais durante um dia útil, podendo-se destacar o aumento significativo que ocorre durante o horário de pico. Para as cargas comerciais é possível verificar o aumento da potência durante a tarde e a queda durante a noite e pela madrugada. Já as cargas de iluminação pública apresentam comportamento máximo durante a noite e a madrugada.

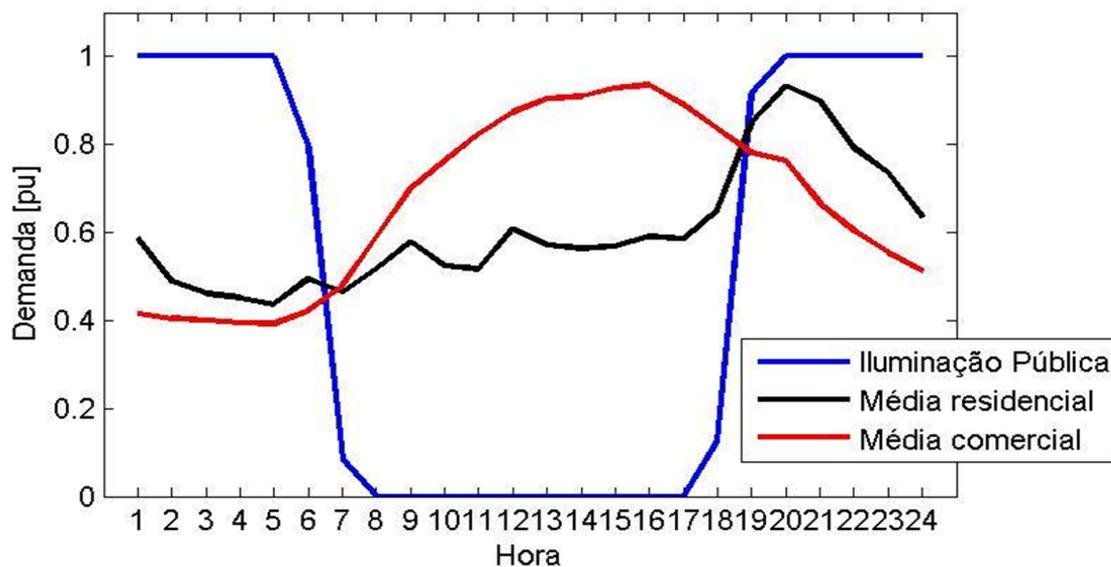


Figura 26 – Curva de carga média do Alimentador TG01 para cargas residenciais, comerciais e iluminação pública para um dia útil do mês de Dezembro. Fonte: Dados fornecidos pela CEB

Analisando a média desses 10 tipos de curva de carga existentes no alimentador TG01 para a configuração de dia útil de cargas residenciais, comerciais e de iluminação pública ilustrada na figura 26 e a curva que representa a média dessas três perfis de cargas, que representa o comportamento de toda a carga do sistema durante um dia no medidor do alimentador da rede, ilustrado na figura 27.

É possível verificar as reduções e aumentos de potência do sistema no mesmo período da curva de perdas da figura 23. Após a saída das cargas de iluminação pública, ocorre uma redução da potência e das perdas do sistema no período entre 6 e 8 horas da manhã. E com o aumento das cargas residenciais e quando a iluminação pública entra no sistema de novo ocorre um aumento de potência e de perdas no horário de pico.

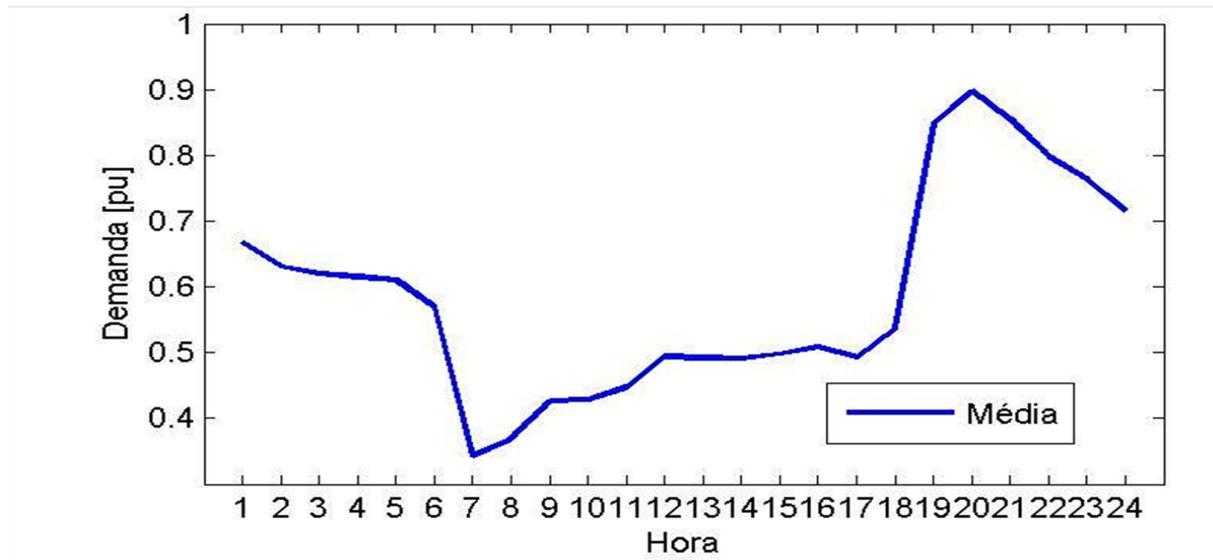


Figura 27 – Curva de carga média para as cargas comerciais, residenciais e iluminação pública do alimentador TG01 em um dia útil. Este gráfico ilustra como o alimentador visualiza o comportamento de todas as cargas presentes no sistema como um todo. Fonte: Própria

Os resultados dos cálculos de perdas do OpenDSS são apresentados apenas para os segmentos de rede e nos transformadores, com a presença de um medidor na entrada do alimentador é possível verificar esse montante de perdas. O montante total de perdas para o mês de dezembro foi apresentado na tabela 5, desse montante de perdas, os 86 transformadores do alimentador TG01 apresentaram um percentual de 51,26% dessas perdas conforme a tabela 7.

Em comparação com a energia injetada no sistema para o mês apresentada na tabela 5, as perdas provenientes dos transformadores representam um percentual de 3,9% do total de perdas do alimentador. A tabela 7 mostra o montante e o percentual de perdas provenientes dos 86 transformadores do alimentador e dos segmentos da rede de média e baixa tensão.

Tabela 7 – Montante de perdas ativas provenientes dos transformadores (TRF) e segmentos de linha para o mês de Dezembro no alimentador TG01.

MÊS DEZEMBRO				
	PERDAS TRF [MWh]	PERDAS LINHAS [MWh]	PERDAS [MWh]	% PERDAS TRF
DIA ÚTIL	3, 630	3,439	7,070	51,35%
SÁBADO	3,401	3,271	6,672	50,97%
DOMINGO	3,280	3,150	6,430	51,01%
TOTAL PERDAS ATIVAS MENSAL (MWh)				215,01
TOTAL PERDAS NOS TRANSFORMADORES MENSAL (MWh)				110,21
TOTAL PERDAS NAS LINHAS MENSAL (MWh)				104,79
% PERDAS PROVENIENTE DOS TRANSFORMADORES				51,26%
% PERDAS PROVENIENTE DAS LINHAS				48,74%

4.3 Cenário II: Sistema com conteúdo harmônico

No cenário II a proposta é realizar as simulações do sistema original com a presença de harmônicos para o mês de dezembro. Neste cenário foi inserido um espectro de corrente baseado nos limites de distorção de corrente para sistemas de distribuição com tensão menor que 69 kV da norma 519-1992 da IEEE (IEEE, 1992).

O espectro utilizado foi baseado no cenário mais extremo possível dos limites estabelecidos pela norma do IEEE. Com isso, neste cenário as representações das 7941 cargas do alimentador estariam injetando correntes harmônicas dentro do limite estabelecido pelo IEEE. Dentro desta configuração foi utilizado esse espectro nas simulações do sistema para caracterizar o sistema com cargas não lineares reais. Neste cenário tem como resultado o montante de perdas harmônicas ativas para o mês de dezembro.

Assim como no cenário I, as simulações para a obtenção das perdas mensais foram realizadas para três patamares de carga: dia útil, sábado e domingo. As simulações também foram realizadas para cada um desses patamares, de hora em hora, pelo fato do medidor de energia presente no OpenDSS não conseguir mensurar as grandezas elétricas como energia injetada e perdas do sistema no modo harmônicos durante um dia, pois neste modo não é possível realizar as simulações no domínio do tempo.

Pois o OpenDSS realiza as simulações com base no modelo de fluxo de potência por meio das admitâncias equivalentes para cada frequência, fornecendo os resultados em cada hora específica, sendo um resultado independente do anterior. Com essas observações as simulações foram realizadas de hora em hora para cada ordem harmônica do espectro utilizado para o sistema no modo harmônicos.

As perdas ativas foram calculadas para cada ordem harmônica e depois foram somadas totalizando as perdas harmônicas totais. Apesar de estarem em frequências diferentes, as perdas ativas podem ser somadas por dependerem apenas da parte real da potência referente à resistência de cada ordem harmônica. Isto pode ser verificado nas equações 2.2 e 2.3. Para o dia útil do mês de dezembro, a figura 28 apresenta os valores de perdas de energia total diária causada pela presença de harmônicos no sistema, com seus valores fracionados para cada ordem harmônica do sistema e o total de perdas harmônicas para esse patamar de carga.

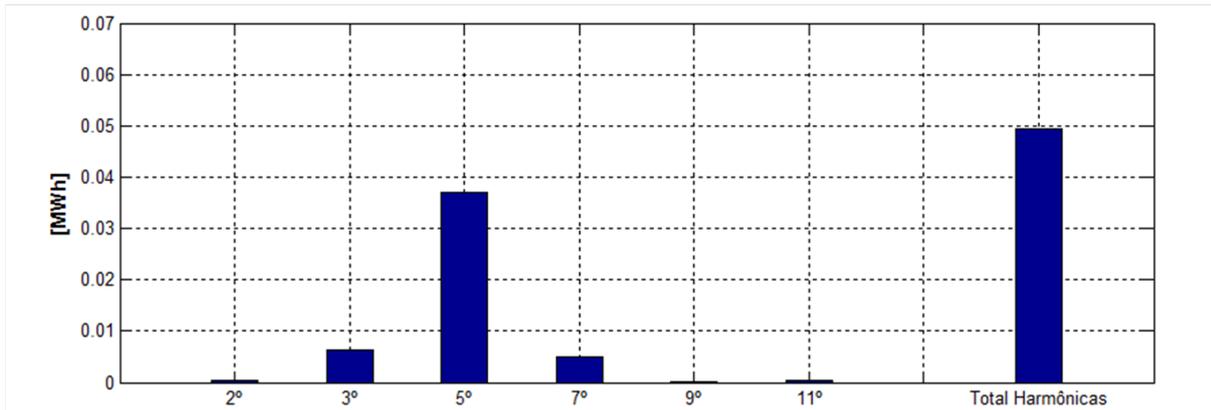


Figura 28 – Montante de perdas de energia diária geradas por distorções harmônicas no sistema para cada ordem harmônica (h) e o total para o dia útil do mês de Dezembro do alimentador TG01. Fonte: Própria

Pelo gráfico da figura 28, é possível verificar que as perdas presentes na quinta harmônica equivalem em torno de 74% das perdas harmônicas totais. Estes altos valores para a quinta harmônica podem ter ocorrido pelo modelo de carga implementado no OpenDSS. As perdas presentes na terceira ordem apresentam um percentual considerável, estas perdas ocorrem pelo fato da presença de uma corrente referente às fases do sistema percorrendo os condutores neutros do sistema, além dos impactos causados nos transformadores e nos segmentos de baixa tensão. No cenário I, o total de perdas calculado foi em torno de 6MWh, já para o atual cenário as perdas harmônicas para um dia útil resultaram em apenas 0,05 MWh.

As outras ordens como a segunda, nona e décima primeira apresentam valores muito baixos, sendo pouco relevante para o total calculado. O comportamento das perdas harmônicas durante o dia útil para este cenário pode ser verificado na figura 29. Assim como a curva de perdas do cenário, as perdas harmônicas apresentam o mesmo comportamento da curva de carga do sistema. As tabelas com esses valores encontram-se em dados adicionais para o cenário II de simulações.

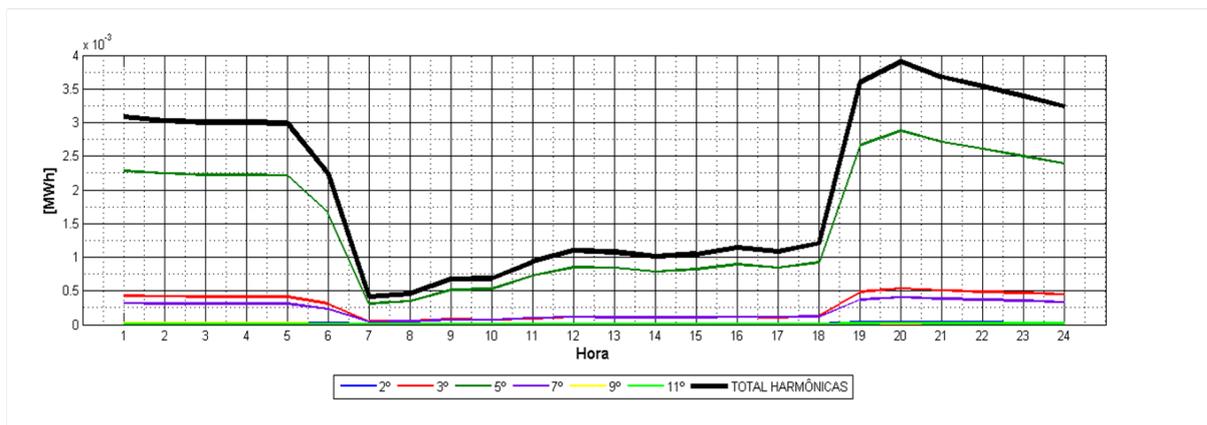


Figura 29 – Curva de Perdas Harmônicas Ativas diária, comparando o total com cada ordem harmônica para o dia útil do mês de Dezembro do alimentador TG01. Fonte: Própria

Pelo gráfico da figura 29, é possível analisar o comportamento das perdas para cada ordem harmônica durante o dia. Assim como ocorre no cenário I, as perdas apresentam uma redução entre cinco e sete horas da manhã, principalmente pelas cargas de iluminação pública serem desligadas nesse horário. O aumento das perdas no horário de pico também é notável, apresentando um aumento maior que 50%.

Pelo gráfico também é possível constatar que a quinta harmônica apresenta uma diferença de quase o quádruplo das perdas provenientes das demais ordens no horário de pico e durante a madrugada, onde há grande presença de iluminação pública. Apesar das outras ordens apresentarem valores não significativos individualmente, quando somadas entre si, apresentam um bom percentual de perdas. Isto pode ser notado no aumento da curva do total harmônico (curva preta) no horário de pico em comparação com a curva da terceira harmônica (curva verde) na figura 29.

Analisando este cenário para o resultado mensal, as perdas harmônicas apresentaram um valor baixo em relação as perdas para a fundamental e em relação a energia injetada. A tabela 8 mostra as perdas harmônicas de energia para o mês de dezembro para cada ordem harmônica simulada e o total de perdas mensal.

A diferença de perdas harmônicas entre os três patamares de carga é muito pequeno, sendo o dia útil o que apresenta maior quantidade perdas. Em relação a energia injetada na rede, as perdas harmônicas calculadas representam apenas um percentual de 0,053%. Esses valores mostram que as perdas harmônicas apresentam valores muito baixos em relação às perdas calculadas para a fundamental em um sistema real.

Tabela 8 – Quantidade de perdas harmônicas para cada ordem harmônica diária para dia útil, sábado e domingo e o total de perdas harmônicas ativas para o mês de dezembro do alimentador TG01.

PERDAS ATIVAS HARMÔNICAS [MWh] - MÊS DEZEMBRO			
ORDEM HARMÔNICA	DIA ÚTIL	SÁBADO	DOMINGO
ORDEM HARMÔNICA 2	0,0004	0,0004	0,0004
ORDEM HARMÔNICA 3	0,0064	0,0062	0,0061
ORDEM HARMÔNICA 5	0,0370	0,0347	0,0338
ORDEM HARMÔNICA 7	0,0051	0,0048	0,0047
ORDEM HARMÔNICA 9	0,0003	0,0002	0,0002
ORDEM HARMÔNICA 11	0,0003	0,0003	0,0002
TOTAL PERDAS [MWh]	0,0495	0,0467	0,0455
TOTAL PERDAS MENSAL [MWh]	1,51		

Para verificar o comportamento do sistema em relação às distorções harmônicas, foram analisadas as distorções individuais de tensão para a quinta harmônica nos 86 barramentos do lado de alta dos transformadores e do lado de baixa, já que é a ordem que apresentou os maiores valores de perdas. Para isso foi verificado o comportamento do sistema para o maior horário de perdas, às 20 horas e para dia útil. As figuras 30 e 31 mostram as distorções de tensão individual para a quinta harmônica do sistema para o lado de alta e de baixa dos transformadores. Os gráficos para o lado de alta e de baixa, foram divididos em dois por conta da grande quantidade de transformadores, assim cada gráfico apresenta 43 transformadores.

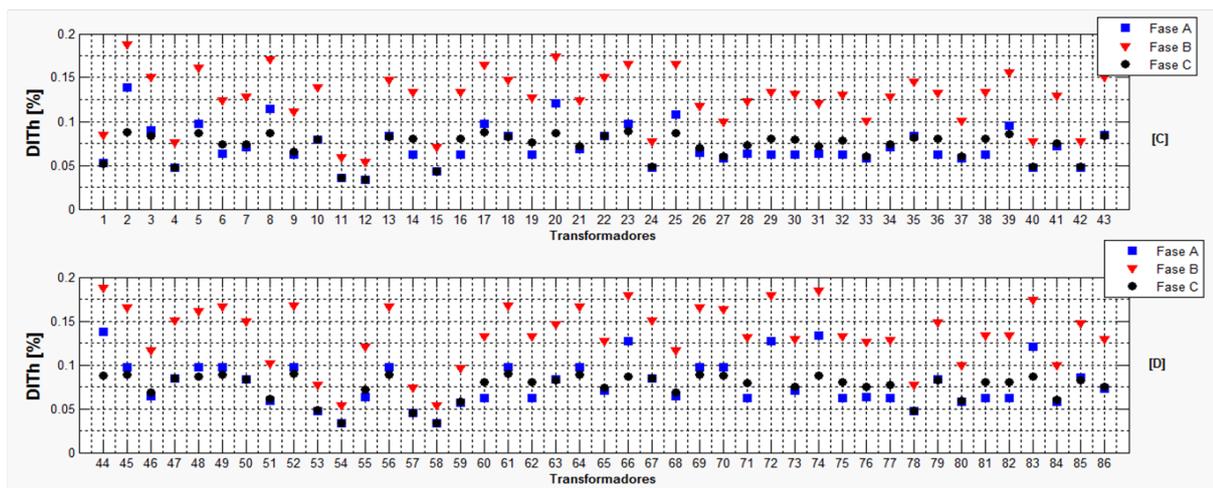


Figura 30 – Distorções Individuais de Tensão para o lado de baixa dos 86 transformadores do Alimentador TG01 para um dia útil no horário de 20 horas. O gráfico [C] apresenta os primeiros 43 transformadores, já o gráfico [D] apresenta os 43 transformadores restantes. O limite do PRODIST para o nível de tensão de 13.8 kV, para a 5ª harmônica é de 6%. Fonte: Própria

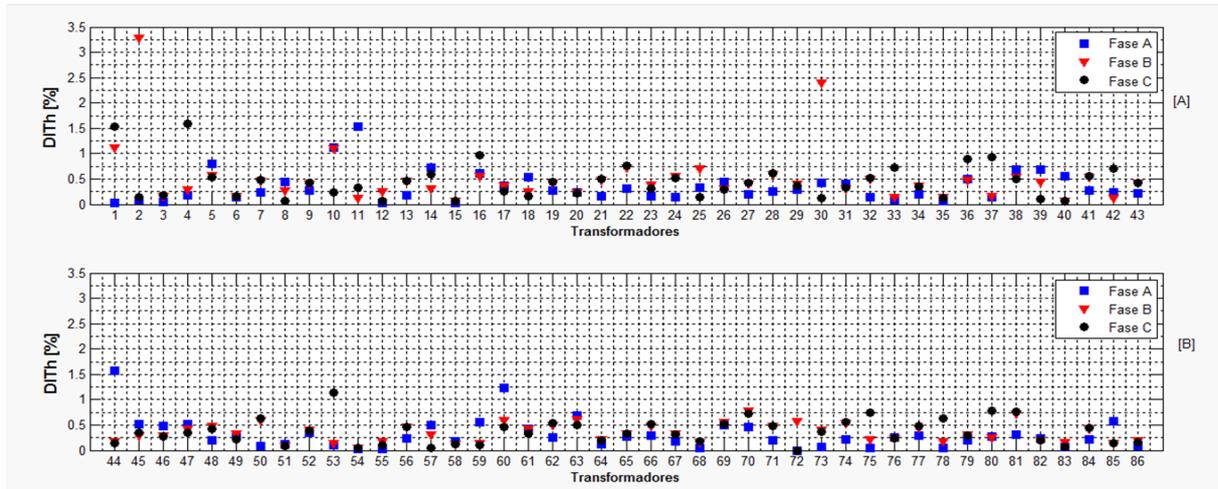


Figura 31 – Distorções Individuais de Tensão para o lado de baixa dos 86 transformadores do Alimentador TG01 para um dia útil no horário de 20 horas. O gráfico [A] apresenta os primeiros 43 transformadores, já o gráfico [B] apresenta os 43 transformadores restantes. O limite do PRODIST para o nível de tensão de 380 V, para a 5^o harmônica é de 7,5%. Fonte: Própria

Pelos gráficos para o lado de alta tensão do sistema, as distorções de tensão nos barramentos dos 86 transformadores não chegaram nem em 0,5%. Para o lado de baixa a maior distorção foi para o segundo transformador de 3,2%. Durante a realização do trabalho, a utilização de um espectro referente à equipamentos não lineares, este mesmo transformador apresentou uma distorção de 81%. Com as baixas distorções apresentadas neste cenário e com os testes realizados durante o estudo citados nas considerações, fica evidente que a definição do espectro a ser utilizado nas simulações interferem diretamente nas perdas harmônicas e em outras características elétricas do sistema já que as perdas calculadas foram bem inferiores para o espectro inicial utilizado no trabalho.

Outro ponto que pode ser notado nos dois gráficos de distorção de tensão, pode se confirmar que os grandes percentuais das perdas harmônicas do sistema são oriundos do lado de baixa tensão do sistema, nos segmentos de baixa tensão e nos transformadores, já que as correntes de terceira harmônica ficam circulando no lado delta dos transformadores do sistema não transferindo essas perdas para o os segmentos de alta tensão.

Dentro dessas observações, as perdas harmônicas são provenientes do lado de baixa da rede elétrica, nas próprias cargas, ramais e transformadores. Com isto a utilização de filtros harmônicos para melhorar a qualidade da rede elétrica devem ser estudados para ser inseridos nessa região da rede elétrica

As perdas harmônicas para este cenário, em comparação com a energia injetada no sistema e as perdas ativas calculadas para a fundamental, podem ser consideradas insignificante analisando-se apenas por números. Já para as concessionárias de energia, é necessário verificar o quanto isto impactaria financeiramente.

Quanto à questão monetária, o montante de perdas técnicas impacta de diferentes maneiras o cálculo tarifário. Pois não é tão simples quantificar precisamente o valor final, em reais, a ser inserido nas tarifas pagas pelos consumidores. No entanto, uma boa simplificação que pode ser realizada para verificar o quanto que as perdas harmônicas impactam financeiramente é assumir que as distribuidoras comprem cada MWh de energia perdido pelo preço médio de compra de energia que consta na sua base.

Quantificando as perdas harmônicas pelo custo atualizado do mix de compra de energia da CEB, da qual o preço do mix de compra empregado no reajuste tarifário de 2015 atualizado para julho de 2016 é de R\$ 183,76/ MWh (VIEIRA, 2016). (ANEEL, 2014a) (ANEEL, 2014b)

Utilizando essa simplificação, as perdas técnicas ativas do cenário I representam para o mês de dezembro, a quantia de de R\$ 39508,40 para o orçamento da distribuidora. Já as perdas harmônicas do cenário II representaria um valor de R\$ 275,64. Em torno destes valores, as perdas harmônicas representam 0,69% das perdas calculadas para a fundamental.

Deve-se ressaltar que, pela dificuldade para implementar uma nova metodologia para o cálculo de perdas harmônicas, não seja viável a quantificação dessas perdas, pelo custo destas perdas harmônicas em relação a energia e o que estas representam para os cofres das concessionárias, já que não é nem 1% do que já é perdido pela distribuidora. Porém, estes resultados calculados neste trabalho, foi realizado para apenas um alimentador da CEB, para o sistema todo essas perdas podem representar um custo considerável.

Analisando para a quantidade de perdas adicionais para o período de um ano para o alimentador TG01, representado na tabela 9, as perdas harmônicas representam um prejuízo anual de R\$ 3680,71 para os cofres da distribuidora. Isso representa um adicional de 20 MWh de energia em relação as perdas contabilizadas para 60Hz. Visto que as perdas ativas apresentam um total de 2995,12 MWh conforme apresentado na tabela 9 .

Tabela 9 – Quantidade de perdas totais ativas de energia, contabilizando as perdas adicionais (Perdas sem harmônicos + Perdas Harmônicas (PH)) para os doze meses do ano e o total Neste período, referentes ao sistema do alimentador TG01.

	PERDAS [MWh]	PH [MWh]	PERDAS TOTAIS [MWh]
JANEIRO	266,49	1,89	268,38
FEVEREIRO	230,28	1,44	231,72
MARÇO	324,27	2,11	326,38
ABRIL	291,55	1,95	293,50
MAIO	294,11	1,98	296,09
JUNHO	235,52	1,46	236,98
JULHO	232,02	1,49	233,51
AGOSTO	210,03	1,41	211,44
SETEMBRO	253,76	1,74	255,50
OUTUBRO	256,18	1,78	257,96
NOVEMBRO	185,90	1,27	187,17
DEZEMBRO	215,01	1,51	216,52
TOTAL ANUAL	2995,12	20,03	3015,15

Realizando outra simplificação básica para verificar o impacto financeiro das perdas para 60Hz e harmônicas para a distribuidora. Foi considerado que os outros alimentadores da CEB apresentam a mesma característica do alimentador TG01, além de apresentarem em torno do mesmo percentual de perdas calculado neste trabalho e que foi utilizado o mesmo modelo de cargas não lineares. De acordo com a Nota Técnica nº 0107/2016-SRD/ANEEL, o sistema de distribuição da CEB é composto por 627 alimentadores.

Se para um alimentador as perdas harmônicas impactam para a distribuidora em um mês R\$ 275,64, para todo o sistema de distribuição impactaria a quantia de R\$ 172.826,28. Então para um cenário global dentro da rede da distribuidora essas perdas presentes em outras frequências podem ser relevantes para as distribuidoras, já que é dinheiro que esta sendo perdido.

4.4 Considerações Finais

Segundo (LUNDQUIST, 2001) as perdas harmônicas em sistemas de energia são globalmente insignificantes, em torno de 0,053% do fluxo total de energia ativa. E que podem ser altas, em algum percentual, dependendo do tipo de carga e configuração do sistema. Com isso, dentre as hipóteses utilizados para demonstrar a interação entre cargas não lineares e o sistema de energia no percorrer da execução deste trabalho, a utilização de um espectro com base nos limites de distorção do IEEE, este cenário é o que apresenta um caso mais representativo para a análise de perdas para frequências diferentes de 60Hz.

Isto pode ter uma explicação mais concreta quando se verifica o histórico de hipóteses e simulações realizadas para o trabalho. Uma outra modelagem para cargas não lineares utilizada durante o estudo de perdas harmônicas foi a utilização de espectro referentes a equipamentos com comportamento não linear presente em cargas comerciais e residenciais como computadores, lâmpadas e televisores.

Os espectros utilizados para essa hipótese foram obtidos do estudo de (RESENDE,), após as simulações as perdas harmônicas apresentaram valores bastante elevados com percentual em torno de 6% da energia injetada no sistema além de altos índices de distorção de tensão nos barramentos de baixa tensão do alimentador.

Uma explicação para estes altos valores de perdas encontrados para o espectro utilizado, é que no estudo de Resende(), não apresentava as correntes base para a determinação dos espectros dos equipamentos. Já que a distorção harmônica apresentada nos espectros, são para as correntes muito baixas de cargas como computadores e televisores em comparação com a corrente total de uma carga, como uma residência ou um comércio. Verificando-se estas condições no modo de simulação que o OpenDSS realiza no modo harmônicos, a corrente base para o espectro inserido seria a corrente da carga para a frequência fundamental.

E o espectro utilizado neste cenário realizado durante a execução do trabalho era referente à cargas não lineares sem a consideração da sua corrente base. Então como no caso da terceira harmônica, que no espectro apresenta uma distorção na faixa 115%, este é um valor alto de distorção para equipamentos e que poderia causar problemas na rede, porem esses equipamentos possuem correntes muito baixas e são diluídas por outras cargas ligadas no mesmo alimentador.

Quando este espectro, foi inserido nas cargas do sistema no OpenDSS essa distorção teve como base a corrente das cargas modeladas no software apresentando distorções de corrente e tensão altíssimas na faixa de 60%, além da inserção do mesmo espectro nas 7941 cargas do alimentador, apresentando condições de carga totalmente não linear, sendo essa a hipótese mais correta para explicar os altos valores de perdas encontradas durante o trabalho.

Esses altos valores encontrados apresentaram a dificuldade de modelar cargas residenciais e comerciais com o aspecto não linear para verificar grandezas em sistemas reais de distribuição, como as perdas causadas por esses equipamentos. Uma forma para modelar essas cargas seria a medição dessas correntes em cargas reais durante um dia para depois modelá-las em um software como o OpenDSS, porém em casos de redes reais como nesse presente estudo, as cargas variam sua potência uma para outra, onde cada uma apresenta uma corrente base para um espectro harmônico de corrente além de modelar a mesma carga com suas características lineares, para que a carga modelada não seja totalmente não linear, já que em uma residência existe cargas totalmente resistivas.

Então seria necessário a definição de critérios para conseguir caracterizar de forma real essas cargas para analisar perdas harmônicas em um sistema real de distribuição. A necessidade de escolhas de critérios para a definição de espectros já foi levantada no estudo de (NUNES, 2007). Com este histórico de resultados e as dificuldades encontradas para o estudo, foi utilizado como caracterização para essas cargas não lineares na rede elétrica a utilização dos limites de distorção de corrente para equipamentos não lineares do IEEE como espectro no sistema.

Considerando as perdas harmônicas calculadas para este trabalho, com os espectros baseados no limite de distorções de corrente do IEEE, elas representam muito pouco em grandezas elétricas e até em questões financeiras para as distribuidoras comparadas para apenas um alimentador com as perdas calculadas para a frequência fundamental, sendo muito pequenas e com caráter até mesmo insignificante. Porém deve se ressaltar, que para este presente trabalho foi utilizado o mesmo espectro em todas as cargas do sistema, indiferente do tipo de carga (comercial ou residencial), além de que no Brasil não se apresenta alguma norma para a limites de distorção de correntes harmônicas.

Então os equipamentos com perfil não linear devem apresentar distorções de corrente superiores a 15%, valor utilizado no espectro para a simulação do sistema com a presença de conteúdo harmônico. Podendo causar impactos nocivos nas redes de distribuição. Então para uma avaliação que demonstre o real impacto das cargas não lineares nas perdas do sistema é necessário a medição das distorções harmônicas de cargas residenciais e comerciais.

5 Conclusão

5.1 Conclusões Gerais

Este trabalho propôs a quantificação de perdas harmônicas de energia em um alimentador de um sistema de distribuição real. Isto foi realizado devido a grande presença de cargas não lineares e os seus impactos em sistemas elétricos de potência como o aumento de perdas de energia e pelo fato de que é mensurado apenas as perdas para a frequência fundamental da rede.

Nesse sentido, a fim de viabilizar a ideia, foi utilizado um software como o OpenDSS, que tem obtido destaque recentemente no setor elétrico brasileiro, por permitir a realização de diversas simulações em sistemas de distribuição. Sendo um desses métodos disponíveis, a realização do fluxo de potência de sistemas elétricos com a presença de harmônicos, possibilitando a análise do comportamento destas distorções na rede elétrica.

Este modo de simulação do OpenDSS, ainda apresenta poucos trabalhos realizados com a sua utilização para estudos com harmônicos. Com isso, algumas ferramentas ainda necessitam ser melhoradas para a obtenção mais eficaz de algumas grandezas elétricas. Um exemplo disso, é a captura de dados no medidor de energia do software no modo harmônicos, necessitando a realização das simulações de hora em hora já que neste modo não é possível mensurar o resultado de um dia, além da realização das simulações para cada ordem harmônica diferente, já que o software fornece o valor das componentes em uma hora específica, sendo um resultado independente do anterior.

Nas simulações computacionais, foi possível verificar que apesar do software no modo harmônicos de simulação não realizar o fluxo no domínio do tempo, as grandezas elétricas variam a cada hora de acordo com a curva de carga modelada para o sistema. Outro ponto encontrado durante as simulações foi a presença de um espectro “default” do próprio software para caracterizar os elementos de conversão de energia com perfil não linear. Assim quando o usuário quer que um determinado elemento não apresente características não lineares durante a simulação é necessário a inserção de um espectro nulo neste elemento.

Dentro dos resultados obtidos, conclui-se que a caracterização de cargas não lineares para a consideração de injeção harmônica devido a cargas residenciais e comerciais, deve possuir um critério para a modelagem de cargas não lineares para a análise do fluxo de harmônicos em um sistema de distribuição já que os resultados obtidos foram para o cenário mais extremo. Isto é fundamental, pelo fato que em sistema real, como utilizado neste trabalho, existe inúmeras cargas de diversos perfis distintos com potências e

correntes diferentes, sendo inviável a utilização de um espectro diferente para cada uma dessas.

Dentro dessas dificuldades, no presente trabalho foi definido um cenário para a modelagem das cargas no sistema com conteúdo harmônico. Neste cenário foi utilizado como espectro de corrente baseado nos limites de correntes harmônicas definidos pelo IEEE para a realização das simulações, pois sem um espectro obtido por medições no sistema era o melhor modelo a ser adotado para a quantificação e análise das perdas neste cenário pela grande quantidade de cargas diferentes dentro do alimentador TG01.

Dentro dos resultados obtidos para as perdas harmônicas nas simulações realizadas para o trabalho, conclui-se que os valores de perdas harmônicas ativas em um sistema de distribuição são pequenas em comparação com as perdas calculadas para a frequência fundamental e com a energia injetada na rede elétrica. Outra validação a ser observada é que quanto mais longe da subestação maior a quantidade de perdas harmônicas na rede elétrica

No alimentador TG01 as perdas harmônicas calculadas para um mês equivalem a 0,053% da energia injetada na rede, com um total de 1,5 MWh de perdas adicionais de energia mensal. Em relação as perdas calculadas para a fundamental, as harmônicas podem ser consideradas insignificantes. Porém essas perdas dependem dos modelos de carga utilizados em modelos para a realização de um fluxo de potência e também da configuração do sistema já que as perdas harmônicas variam para cada ordem harmônica conforme apresentado nos resultados. Outro ponto que pode elevar o valor dessas perdas é pelo fato que no Brasil não existe uma norma para estabelecer limites para distorções harmônicas de corrente.

Então os equipamentos com características não lineares presentes nas cargas residenciais e comerciais, devem injetar no sistema distorções de corrente maiores do que o utilizado neste trabalho, podendo apresentar valores de perdas maiores do que as calculadas no presente trabalho, além de ocasionar maiores distorções de tensão nos sistemas radiais de baixa tensão.

Outro fator que pode influenciar nos resultados obtidos é a utilização do mesmo espectro em todas as cargas do sistema independente do perfil de carga, já que em uma rede de distribuição as cargas comerciais e residenciais devem injetar correntes com características diferentes uma das outras durante um dia além da falta de modelos de carga que represente a mistura de cargas na rede, com caráter linear e não linear.

Em razão desses aspectos obtidos durante o trabalho é necessário utilizar espectros obtidos por medições reais além da definição de critérios de quais residências ou comércio, deve ser utilizado para a criação de modelos de carga que represente as cargas não lineares em sistemas de distribuição de energia elétrica para permitir uma simulação de perdas de

um modo mais real. Já que em um sistema existe diferentes tipos de cargas com perfis e modelos diferentes. Essas medições também devem ser realizadas durante todo um dia, já que nos horários de picos o sistema apresenta maiores níveis de perdas e distorções harmônicas.

Essas considerações são importantes, porque apesar das perdas harmônicas serem globalmente insignificante, quando são analisadas, não apenas para um alimentador, mas para todo o sistema de distribuição são nocivas para a qualidade do sistema e para as distribuidoras, já que representa um prejuízo financeiro quando verificado para um período e um sistema com maiores proporções sendo necessário assim a realização de mais estudos em relação a perdas harmônicas já que degradam a qualidade da energia elétrica.

5.2 Trabalhos Futuros

Com a crescente introdução de equipamentos eletrônicos em residências e comércios, ocorre o aumento de injeção de harmônicos nas redes elétricas ocasionando diversos impactos no sistema, como as perdas adicionais de energia. Nesse sentido, sugere-se a continuação de estudos na área de perdas harmônicas em sistemas de distribuição de energia elétrica.

Como continuação deste trabalho, propõe-se a validação prática dos resultados obtidos, utilizando espectros de correntes reais obtidos por medição para a execução do fluxo de potência. Outro fator que pode ser estudado é a definição de critérios para as escolhas das cargas do sistema, como residências e comércios que serão modelados para a quantificação de perdas adicionais de energia.

Outro trabalho que pode ser realizado utilizando o próprio OpenDSS, é a realização do fluxo de potência em sistemas com conteúdo harmônico que estejam georreferenciados. Pois o OpenDSS apresenta uma ferramenta Plot que executa a disposição territorial do sistema no software e apresenta no mapa do sistema os locais com maiores distorções harmônicas de tensão, corrente e de perdas. Isto poderia auxiliar na escolha dos locais para a inserção de filtros ou a mudança de algum equipamento da rede para a melhora da qualidade de energia elétrica

Por fim, é interessante para as distribuidoras de energia elétrica a realização da análise financeira que as perdas harmônicas podem ocasionar na receita das empresas e nas tarifas de energia dos consumidores.

Referências

ABRADEE - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA. *Furto e Fraude de Energia*. [S.l.], 2016. Disponível em: <em<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/perdas/furto-e-fraude-de-energia>>. Citado na página 27.

AFONSO, J. L.; MARTINS, J. S. Qualidade da energia elétrica. Braga, Portugal, 2009. Citado na página 45.

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELETRICA. *Resolução Normativa Nº 414*. Brasília, 2010. Citado 3 vezes nas páginas 30, 31 e 34.

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELETRICA. *Módulo 1: Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – prodist*. Brasília, 2012. Citado 3 vezes nas páginas 13, 25 e 29.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição: Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – prodist*. Brasília, 2012. Citado 4 vezes nas páginas 30, 31, 32 e 33.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica: Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – prodist*. Brasília, 2012. Citado 4 vezes nas páginas 34, 35, 36 e 37.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Nota Técnica n 0104/2014-SRD/ANEEL*: Brasília. Brasília, 2014. Citado 2 vezes nas páginas 65 e 76.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Nota Técnica n 0105/2014-SRD/ANEEL*: Brasília. Brasília, 2014. Citado na página 76.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Nota Técnica nº 0107/2016 – SRD/ANEEL: Apuração das perdas na distribuição referentes à revisão tarifária periódica da ceb distribuição s/a*. Brasília, 2016. Citado na página 65.

BERNARDES, P. N. B. O. Caracterização das perdas na rede de distribuição de alta tensão. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Portugal, 2011. Citado 3 vezes nas páginas 26, 27 e 28.

CASSEL, T. d. O. Avaliação de perdas em sistemas de distribuição considerando modelagem de carga. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Brasil, 2012. Citado na página 25.

CASSEL, T. d. O. Avaliação de perdas em sistemas de distribuição considerando modelagem de carga. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Brasil, 2012. Citado na página 28.

COMPANHIA ENERGETICA DE BRASILIA. : Sistema taguatinga. [S.l.], 2016. Citado na página 52.

- DELAIBA A.C, e. a. The effect of harmonics on power transformers loss of life. 38th Midwest Symposium on Circuits and System, Rio de Janeiro, Brasil, 1995. Citado na página 47.
- DUGAN, R. C.; AL. el. Electrical power systems quality. Nova Iorque, Estados Unidos, 2003. Citado na página 37.
- ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. Load modeling in harmonics analysis with opendss. 2013. Citado na página 49.
- EQUIPAMENTOS, W. I. V. Compreendo harmônicos de energia. Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG, Minas Gerais, Brasil, 2000. Disponível em: <<http://www.vortex.com.br/notas/harmonicas.pdf>>. Citado na página 45.
- FERRATO, R. S. Estudo dos impactos de mini e micro geração fotovoltaica na operação de sistema de distribuição de energia elétrica. Universidade de Brasília, Brasília, Brasil, p. 103, 2016. Citado na página 30.
- GARCIA, F. R. Harmônicos em sistemas elétricos de potência. Citado na página 44.
- INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. *IEEE Std. 519-1992: Recommended practices and requirements for control in electrical power systems*. [S.l.], 1992. Citado 4 vezes nas páginas 47, 59, 62 e 71.
- INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. *Effects of harmonics on equipment. Report of the IEEE Task For Harmonics Impacts: Ieee transactions on delivery*. [S.l.], 1993. Citado na página 47.
- ISONI, M. A eficiência energética e seus possíveis efeitos sobre equipamentos e instalações, revista eletricidade moderna. Revista Eletricidade Moderna nº 363, São Paulo, Brasil, 2004. Citado na página 42.
- KEY, T.; LAI, J.-S. Costs and benefits of harmonic current reduction for switch-mode power supplies in a commercial office building. Anais do IEEE - Industry Application Society Annual Meeting - IAS'95, Orlando, Estados USA, 1995. Citado na página 48.
- LUNDQUIST, J. On harmonic distortion in power systems. department of electric power engineering. Chalmers University of Technology, Goteborg, Suécia, 2001. Citado 3 vezes nas páginas 43, 44 e 78.
- MERRIKHI, J.; MOGHANI, J. Modeling flux skin effect on the harmonic currents of tcr. Power Electronics Systems and applications, 2006. Citado na página 46.
- MORENO, H. Harmônicas nas instalações elétrica. causas, efeitos e soluções. São Paulo, Brasil, 2001. Citado 2 vezes nas páginas 40 e 41.
- NUNES, R. V. Análise da penetração harmônica em redes de distribuição desequilibradas devido às cargas residenciais e comerciais com a utilização do atp. Universidade Federal de Minas Gerais, Minas Gerais, Brasil, 2007. Citado na página 79.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *Módulo 3 – Acesso às instalações de transmissão*. Brasília, 2010. Citado na página 32.

- PENA, J. S. G. Uma avaliação da influência das janelas de tempo e do período de medição na análise de distorções harmônicas e inter-harmônicas em instalações eólicas. Universidade de Brasília, Brasília, Brasil, 2016. Citado 2 vezes nas páginas 37 e 41.
- PIRES, I. A. Caracterização de harmônicos causados por equipamentos eletro-eletrônicos residenciais e comerciais no sistema de distribuição de energia elétrica. Universidade Federal de Minas Gerais, Minas Gerais, Brasil, 2006. Citado 2 vezes nas páginas 46 e 47.
- PIRES, I. A. Medidas de mitigação de harmônicos. Revista O Setor Elétrico : Distribuição de Energia, 2010. Citado 2 vezes nas páginas 44 e 47.
- PORTELA, K. T.; ROSA, J. d. S. Estudo dos efeitos dos harmônicos gerados por residências na rede de distribuição secundária. UTFP -Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, Brasil, 2016. Citado 6 vezes nas páginas 39, 42, 44, 45, 47 e 48.
- PUC. Perdas de energia. PUC - Maxwell, Rio de Janeiro,Brasil. Citado na página 26.
- PUFAL, R. A. Modelagem de cargas não lineares e rede de energia elétrica para simulação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Minas Gerais, Brasil, 2012. Citado na página 37.
- RESENDE, J. W. Harmônicos em sistemas elétricos. Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, Brasil. Citado 5 vezes nas páginas 38, 40, 45, 60 e 78.
- SANTOS, C. R. d. Efeitos de cargas não lineares no dimensionamento de transformadores trifásicos de distribuição. Universidade Federal de Goiás, Goiânia, Brasil, 2012. Citado na página 47.
- SCHNEIDER, E. Qualidade de energia elétrica. Workshop - Instalações Elétricas de Baixa Tensão, 2008. Citado na página 42.
- SCHNEIDER, E. Eliminação de harmônicas em instalações. 2015. Citado na página 43.
- SCHNEIDER, E. Harmônicas. 2015. Disponível em: <http://www.schneiderelectric.pt/documents/miniweb/compact_NSX/en/docpromo_interactif_compact-nsx/pdfs/page_263.pdf>. Citado na página 44.
- SHAYANI, R. A. Método para determinação do limite de penetração da geração distribuída fotovoltaica em redes radiais de distribuição. UnB - Universidade de Brasília, Distrito Federal, Brasil, 2010. Citado 4 vezes nas páginas 52, 53, 54 e 55.
- SILVA, S. R. Eee959 – qualidade da energia elétrica: Harmônicos em sistemas elétricos.fundamentos de sistemas elétricos. Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG, Minas Gerais, Brasil, 2012. Citado 4 vezes nas páginas 39, 46, 47 e 48.
- TEIXEIRA, D. Análise das distorções harmônicas - estudo de caso de um sistema industrial. Universidade Federal de Minas Gerais, Minas Gerais, Brasil, 2009. Citado 3 vezes nas páginas 38, 39 e 44.
- VARIZ, A. M. Cálculo do fluxo de harmônicas em sistemas trifásicos utilizando método de injeção de correntes. UFRJ -Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, p. 239, 2006. Citado 3 vezes nas páginas 45, 46 e 47.

VIEIRA, D. Método para determinação do tipo de incentivo regulatório à geração distribuída solar fotovoltaica que potencializa seus benefícios técnicos na rede. UnB - Universidade de Brasília, Distrito Federal, Brasil, 2016. Citado 2 vezes nas páginas 53 e 76.

6 Scripts dos códigos utilizados para a realização das simulações no software de simulação numérica

```

clear all
close all

% Initialize OpenDSS
% Create the OpenDSS Object
DSSobj = actxserver('OpenDSSEngine.DSS');

% Start up the solver
if ~DSSobj.Start(0),
    disp('Unable to start the OpenDSS Engine')
return
end

% Set up the interface variables
DSSText = DSSobj.Text;
DSSCircuit = DSSobj.ActiveCircuit;
DSSCktElement = DSSCircuit.ActiveCktElement;
DSSPDElement = DSSCircuit.PDElement;
DSSTransformers = DSSCircuit.Transformers;
DSSLoads = DSSCircuit.Loads;
DSSLines = DSSCircuit.Lines;
DSSSolution = DSSCircuit.Solution;
DSSBus = DSSCircuit.ActiveBus;

for j=0:23

    DSSText.command='Compile
(C:\Users\Itaitec\Dropbox\TCC_Lucas\TGO1\Master_SA12_5160_TCC_espectro
_TGO1_-TMSR1PVT--.dss'; %NÃO pode ter espaço no endereço. Rede com os
elementos elétricos. Abra os arquivos de cada mês

    DSSText.command=['Set hour -' num2str(j)];
    DSSText.command='Set number -1';

    DSSSolution.Solve;
    DSSText.command=['set casename= Perdas_60hr__hora_' num2str(j)];

    DSSText.command='show losses ';
    DSSText.command='export summary '

end

```

Figura 32 – Script utilizado para as simulações do cenário I com o auxílio do software de simulação numérica

```

clc
clear all
close all

% Initialize OpenDSS
% Create the OpenDSS Object
DSSobj = actxserver('OpenDSSEngine.DSS');

% Start up the solver
if ~DSSobj.Start (0),
    error('Unable to start the OpenDSS Engine')
return
end

% set up the interface variables
DSSText = DSSobj.Text;
DSSCircuit = DSSobj.ActiveCircuit;
DSSCktElement = DSSCircuit.ActiveCktElement;
DSSPDKElement = DSSCircuit.PDKElement;
DSSTransformers = DSSCircuit.Transformers;
DSSLoads = DSSCircuit.Loads;
DSSLines = DSSCircuit.Lines;
DSSSolution = DSSCircuit.Solution;
DSSBus = DSSCircuit.ActiveBus;

expectro= [2 3 5 7 9 11];

for i=1: size(expectro,2)

    for j=0:23

        DSSText.command='Compile
(C:\Users\Itsutec\Dropbox\TCC_Lucas\TGO1\Master_DUD4_5160_TCC_TGO1_
TMSR1PVT--.dss'; %Nao pode ter espaco no endereco. Rede com os
elementos electricos. Abri os arquivos master para cada msa

        DSSText.command = 'Set NeglectLoadY=Yes';
        DSSText.command = ['set harmonics =' num2str (expectro (i))];

DSSText.command = ['Set hour =' num2str (j)];
DSSText.command = 'Set number =1';

DSSSolution.Solve;
DSSText.command = 'Solve mode=harmonics';
DSSText.command = ['set casename= Perdax_harmonics_DUD4_'
num2str(expectro(i)) '_hora_' num2str(j)];

DSSText.command = 'export losses ';
DSSText.command = 'export summary ';

    end
end

```

Figura 33 – Script utilizado para as simulações do cenário II com o auxílio do software de simulação numérica

7 Dados Adicionais para o Cenário I de simulações

Tabela 10 – Resultados das simulações para o domingo referente ao mês de Dezembro para o alimentador TG01 sem harmônicos

Hora	Potência Ativa[MW]	Potência Reat.[MW]	Perdas Ativas[MWh]	Perdas Reat.[MWh]
1	4,31	2,13	0,38	0,50
2	3,96	1,95	0,35	0,45
3	3,93	1,94	0,35	0,44
4	3,79	1,86	0,33	0,43
5	3,71	1,83	0,33	0,42
6	3,32	1,57	0,26	0,31
7	2,30	1,00	0,12	0,10
8	2,34	1,03	0,13	0,12
9	2,41	1,07	0,14	0,13
10	2,62	1,16	0,15	0,15
11	2,95	1,33	0,18	0,19
12	3,15	1,43	0,20	0,22
13	3,14	1,43	0,19	0,22
14	3,02	1,37	0,18	0,20
15	2,86	1,29	0,17	0,18
16	2,96	1,33	0,17	0,19
17	2,97	1,34	0,17	0,19
18	3,41	1,55	0,20	0,24
19	4,53	2,22	0,38	0,50
20	4,91	2,44	0,44	0,59
21	4,89	2,43	0,43	0,59
22	4,69	2,33	0,42	0,56
23	4,51	2,24	0,40	0,53
24	4,20	2,07	0,37	0,48

Tabela 11 – Resultados das simulações para o sábado referente ao mês de Dezembro para o alimentador TG01 sem harmônicos

Hora	Potência Ativa[MW]	Potência Reat.[MW]	Perdas Ativas[MWh]	Perdas Reat.[MWh]
1	4,31	2,12	0,38	0,49
2	3,91	1,92	0,34	0,44
3	3,83	1,88	0,34	0,43
4	3,73	1,84	0,33	0,42
5	3,72	1,83	0,33	0,42
6	3,49	1,65	0,27	0,32
7	2,57	1,14	0,14	0,13
8	2,51	1,11	0,14	0,14
9	2,61	1,16	0,15	0,14
10	2,88	1,29	0,17	0,18
11	3,05	1,38	0,18	0,21
12	3,24	1,47	0,19	0,23
13	3,14	1,42	0,18	0,21
14	3,17	1,44	0,19	0,21
15	2,98	1,35	0,17	0,19
16	3,15	1,43	0,19	0,21
17	3,17	1,44	0,19	0,21
18	3,42	1,55	0,20	0,23
19	4,84	2,39	0,41	0,55
20	5,15	2,58	0,46	0,64
21	5,09	2,54	0,45	0,62
22	5,11	2,55	0,45	0,62
23	4,90	2,44	0,43	0,59
24	4,65	2,31	0,40	0,54

8 Dados Adicionais para o Cenário II de simulações

Tabela 12 – Quantidade de perdas harmônicas para a segunda harmônica para o dia útil, para o mês de dezembro do alimentador TG01

Hora	Potência Ativa[MW]	Potência Reat.[MW]	Perdas Ativas[MWh]	Perdas Reat.[MWh]
1	1,57E-22	1,12E-09	2,46E-05	7,56E-05
2	1,35E-22	9,98E-10	2,35E-05	7,21E-05
3	1,29E-22	9,62E-10	2,32E-05	7,10E-05
4	1,27E-22	9,54E-10	2,31E-05	7,06E-05
5	1,24E-22	9,31E-10	2,29E-05	7,00E-05
6	1,22E-22	8,81E-10	1,83E-05	5,52E-05
7	6,81E-23	3,99E-10	4,84E-06	1,59E-05
8	8,49E-23	4,51E-10	5,48E-06	1,88E-05
9	1,17E-22	6,41E-10	7,80E-06	2,66E-05
10	1,18E-22	6,45E-10	7,85E-06	2,73E-05
11	1,39E-22	8,04E-10	9,98E-06	3,44E-05
12	1,68E-22	9,59E-10	1,19E-05	4,08E-05
13	1,64E-22	9,45E-10	1,16E-05	4,04E-05
14	1,61E-22	9,10E-10	1,11E-05	3,91E-05
15	1,62E-22	9,18E-10	1,14E-05	4,03E-05
16	1,71E-22	9,79E-10	1,23E-05	4,32E-05
17	1,63E-22	9,29E-10	1,17E-05	4,08E-05
18	1,82E-22	1,09E-09	1,34E-05	4,49E-05
19	2,91E-22	2,08E-09	3,36E-05	1,06E-04
20	3,13E-22	2,23E-09	3,63E-05	1,15E-04
21	2,77E-22	1,94E-09	3,34E-05	1,05E-04
22	2,31E-22	1,67E-09	3,09E-05	9,61E-05
23	2,07E-22	1,51E-09	2,91E-05	8,98E-05
24	1,78E-22	1,31E-09	2,68E-05	8,28E-05

Tabela 13 – Quantidade de perdas harmônicas para a terceira harmônica para o dia útil, para o mês de dezembro do alimentador TG01

Hora	Potência Ativa[MW]	Potência Reat.[MW]	Perdas Ativas[MWh]	Perdas Reat. [MWh]
1	7,03E-22	4,34E-09	4,29E-04	1,96E-03
2	7,99E-22	4,54E-09	4,20E-04	1,91E-03
3	8,14E-22	4,55E-09	4,16E-04	1,89E-03
4	8,38E-22	4,57E-09	4,16E-04	1,89E-03
5	8,41E-22	4,58E-09	4,13E-04	1,88E-03
6	5,14E-22	3,35E-09	3,11E-04	1,38E-03
7	1,22E-22	2,10E-09	4,81E-05	2,25E-04
8	2,26E-22	2,61E-09	5,31E-05	2,67E-04
9	3,28E-22	3,89E-09	7,48E-05	3,70E-04
10	3,24E-22	3,72E-09	7,19E-05	3,61E-04
11	3,72E-22	4,64E-09	9,15E-05	4,35E-04
12	4,63E-22	5,79E-09	1,10E-04	5,30E-04
13	4,52E-22	5,64E-09	1,06E-04	5,20E-04
14	4,37E-22	5,20E-09	1,01E-04	5,10E-04
15	4,40E-22	5,40E-09	1,00E-04	5,08E-04
16	4,58E-22	5,84E-09	1,10E-04	5,50E-04
17	4,39E-22	5,55E-09	1,07E-04	5,29E-04
18	3,24E-22	5,45E-09	1,30E-04	6,09E-04
19	4,50E-22	6,82E-09	4,83E-04	2,20E-03
20	4,75E-22	6,75E-09	5,33E-04	2,46E-03
21	4,77E-22	-5,64E-09	5,06E-04	2,34E-03
22	5,55E-22	-5,19E-09	4,87E-04	2,22E-03
23	5,73E-22	-4,97E-09	4,69E-04	2,13E-03
24	6,58E-22	-4,68E-09	4,48E-04	2,05E-03

Tabela 14 – Quantidade de perdas harmônicas para a quinta harmônica para o dia útil, para o mês de dezembro do alimentador TG01

Hora	Potência Ativa[MW]	Potência Reat.[MW]	Perdas Ativas[MWh]	Perdas Reat.[MWh]
1	5,65E-22	4,78E-08	2,28E-03	1,68E-02
2	5,48E-22	4,67E-08	2,24E-03	1,65E-02
3	5,47E-22	4,66E-08	2,23E-03	1,63E-02
4	5,74E-22	4,94E-08	2,22E-03	1,64E-02
5	5,67E-22	4,86E-08	2,21E-03	1,63E-02
6	3,25E-22	2,23E-08	1,66E-03	1,19E-02
7	1,22E-22	2,57E-08	3,10E-04	2,45E-03
8	1,96E-22	3,73E-08	3,44E-04	2,80E-03
9	3,08E-22	6,05E-08	5,13E-04	4,20E-03
10	3,17E-22	6,10E-08	5,27E-04	4,45E-03
11	4,81E-22	8,83E-08	7,24E-04	6,02E-03
12	5,34E-22	1,03E-07	8,51E-04	7,06E-03
13	5,46E-22	1,04E-07	8,41E-04	7,08E-03
14	4,75E-22	9,48E-08	7,86E-04	6,71E-03
15	4,90E-22	9,75E-08	8,18E-04	7,04E-03
16	5,31E-22	1,05E-07	8,93E-04	7,66E-03
17	5,03E-22	9,81E-08	8,46E-04	7,18E-03
18	3,59E-22	7,88E-08	9,26E-04	7,58E-03
19	5,25E-23	1,63E-08	2,66E-03	2,03E-02
20	1,03E-22	1,85E-08	2,88E-03	2,19E-02
21	2,05E-22	2,08E-08	2,71E-03	2,04E-02
22	2,42E-22	2,20E-08	2,61E-03	1,94E-02
23	2,65E-22	2,33E-08	2,50E-03	1,85E-02
24	3,74E-22	3,11E-08	2,39E-03	1,77E-02

Tabela 15 – Quantidade de perdas harmônicas para a sétima harmônica para o dia útil, para o mês de dezembro do alimentador TG01

Hora	Potência Ativa[MW]	Potência Reat.[MW]	Perdas Ativas[MWh]	Perdas Reat. [MWh]
1	1,88E-22	1,32E-08	3,19E-04	3,15E-03
2	1,67E-22	1,24E-08	3,13E-04	3,09E-03
3	1,63E-22	1,21E-08	3,10E-04	3,06E-03
4	1,63E-22	1,23E-08	3,10E-04	3,06E-03
5	1,61E-22	1,21E-08	3,08E-04	3,04E-03
6	1,10E-22	7,45E-09	2,31E-04	2,22E-03
7	1,78E-23	4,55E-09	4,14E-05	4,44E-04
8	3,19E-23	6,79E-09	4,63E-05	5,13E-04
9	5,23E-23	1,06E-08	6,82E-05	7,59E-04
10	5,27E-23	1,07E-08	6,98E-05	8,03E-04
11	7,78E-23	1,52E-08	9,51E-05	1,08E-03
12	9,35E-23	1,74E-08	1,11E-04	1,25E-03
13	9,52E-23	1,77E-08	1,09E-04	1,26E-03
14	8,92E-23	1,63E-08	1,03E-04	1,20E-03
15	8,74E-23	1,67E-08	1,06E-04	1,25E-03
16	9,09E-23	1,79E-08	1,16E-04	1,35E-03
17	8,59E-23	1,67E-08	1,10E-04	1,27E-03
18	5,93E-23	1,26E-08	1,21E-04	1,34E-03
19	1,14E-22	1,04E-08	3,72E-04	3,79E-03
20	1,53E-22	1,26E-08	4,06E-04	4,12E-03
21	1,69E-22	1,25E-08	3,83E-04	3,86E-03
22	1,56E-22	1,14E-08	3,67E-04	3,66E-03
23	1,52E-22	1,10E-08	3,52E-04	3,48E-03
24	1,59E-22	1,16E-08	3,35E-04	3,33E-03

Tabela 16 – Quantidade de perdas harmônicas para a nona harmônica para o dia útil, para o mês de dezembro do alimentador TG01

Hora	Potência Ativa[MW]	Potência Reat.[MW]	Perdas Ativas[MWh]	Perdas Reat.[MWh]
1	-1,61E-22	9,39E-10	1,68E-05	2,03E-04
2	-1,62E-22	9,19E-10	1,63E-05	1,97E-04
3	-1,60E-22	9,03E-10	1,62E-05	1,95E-04
4	-1,59E-22	8,79E-10	1,61E-05	1,95E-04
5	-1,58E-22	8,79E-10	1,60E-05	1,94E-04
6	-1,20E-22	8,28E-10	1,21E-05	1,43E-04
7	-1,27E-23	2,06E-10	1,82E-06	2,28E-05
8	-2,41E-23	2,57E-10	2,04E-06	2,70E-05
9	-3,14E-23	3,56E-10	2,85E-06	3,74E-05
10	-3,11E-23	3,43E-10	2,72E-06	3,64E-05
11	-3,55E-23	4,06E-10	3,41E-06	4,37E-05
12	-4,37E-23	4,90E-10	4,09E-06	5,29E-05
13	-4,03E-23	4,78E-10	3,94E-06	5,19E-05
14	-3,71E-23	4,48E-10	3,80E-06	5,12E-05
15	-3,95E-23	4,72E-10	3,75E-06	5,11E-05
16	-4,32E-23	5,06E-10	4,07E-06	5,50E-05
17	-4,20E-23	4,78E-10	3,97E-06	5,28E-05
18	-2,69E-23	4,30E-10	4,83E-06	6,06E-05
19	-1,87E-22	1,53E-09	1,93E-05	2,33E-04
20	-2,14E-22	1,65E-09	2,14E-05	2,61E-04
21	-2,01E-22	1,47E-09	2,03E-05	2,47E-04
22	-1,94E-22	1,31E-09	1,94E-05	2,34E-04
23	-1,84E-22	1,22E-09	1,86E-05	2,23E-04
24	-1,77E-22	1,10E-09	1,76E-05	2,13E-04

Tabela 17 – Quantidade de perdas harmônicas para a décima primeira harmônica para o dia útil, para o mês de dezembro do alimentador TG01

Hora	Potência Ativa[MW]	Potência Reat.[MW]	Perdas Ativas[MWh]	Perdas Reat. [MWh]
1	-5,77E-23	3,63E-09	1,44E-05	2,10E-04
2	-4,90E-23	3,19E-09	1,36E-05	1,98E-04
3	-4,63E-23	3,04E-09	1,34E-05	1,94E-04
4	-4,58E-23	3,00E-09	1,33E-05	1,92E-04
5	-4,41E-23	2,90E-09	1,31E-05	1,90E-04
6	-6,42E-23	3,42E-09	1,11E-05	1,59E-04
7	-4,36E-23	1,71E-09	3,36E-06	5,58E-05
8	-5,07E-23	1,90E-09	3,86E-06	6,68E-05
9	-6,72E-23	2,62E-09	5,39E-06	9,30E-05
10	-6,83E-23	2,62E-09	5,37E-06	9,40E-05
11	-7,67E-23	3,14E-09	6,58E-06	1,14E-04
12	-8,93E-23	3,71E-09	7,84E-06	1,36E-04
13	-8,80E-23	3,64E-09	7,64E-06	1,34E-04
14	-8,93E-23	3,56E-09	7,42E-06	1,31E-04
15	-8,63E-23	3,50E-09	7,49E-06	1,33E-04
16	-8,95E-23	3,69E-09	8,00E-06	1,42E-04
17	-8,62E-23	3,56E-09	7,67E-06	1,35E-04
18	-1,09E-22	4,40E-09	8,89E-06	1,50E-04
19	-1,47E-22	8,44E-09	2,14E-05	3,27E-04
20	-1,47E-22	8,72E-09	2,29E-05	3,52E-04
21	-1,27E-22	7,39E-09	2,08E-05	3,17E-04
22	-1,03E-22	6,27E-09	1,90E-05	2,85E-04
23	-8,97E-23	5,55E-09	1,77E-05	2,63E-04
24	-7,42E-23	4,63E-09	1,60E-05	2,37E-04

9 Anexo I - Dados Característicos do Alimentador TG01 da CEB

Tabela 18 – Características dos transformadores conectados na subestação do alimentador TG01.

Barra	Perfil de carga	Potência	Resistência	Reatância	Referência CEB
2	Comercial	150	0,6833	1,6111	DP0775
3	Comercial	150	0,6833	1,6111	DP0825
4	Comercial	75	1,6	3,1129	P3840
5	Comercial	75	1,6	3,1129	P3841
6	Comercial	75	1,6	3,1129	P0744
7	Comercial	75	1,6	3,1129	P2515
9	Residencial	75	1,6	3,1129	DP0471
10	Residencial	112,5	0,9778	2,1186	DP0310
11	Residencial	112,5	0,9778	2,1186	DP1071
12	Residencial	75	1,6	3,1129	DP0841
13	Residencial	75	1,6	3,1129	DP1546
14	Comercial	30	4,75	7,3485	DP1182
16	Comercial	225	0,4148	1,4415	PA6429
17	Comercial	112,5	0,9778	2,1186	DP0751
19	Residencial	75	1,6	3,1129	DP0297
20	Residencial	112,5	0,9778	2,1186	DP1540
21	Residencial	112,5	0,9778	2,1186	DP0104
22	Residencial	75	1,6	3,1129	DP1283
23	Residencial	112,5	0,9778	2,1186	DP1386
24	Comercial	150	0,6833	1,6111	DP0871
26	Residencial	75	1,6	3,1129	DP4129
28	Comercial	112,5	0,9778	2,1186	DP1757
30	Residencial	150	0,6833	1,6111	DP0579
31	Residencial	75	1,6	3,1129	DP5069
32	Residencial	112,5	0,9778	2,1186	DP1331
33	Residencial	150	0,6833	1,6111	DP0218
34	Residencial	75	1,6	3,1129	DP1135
35	Comercial	75	1,6	3,1129	DP1215
36	Comercial	112,5	0,9778	2,1186	DP0026
39	Residencial	150	0,6833	1,6111	DP0659
41	Comercial	75	1,6	3,1129	DP1046
42	Comercial	75	1,6	3,1129	DP2021
43	Residencial	150	0,6833	1,6111	DP0725
45	Comercial	150	0,6833	1,6111	DP0873
46	Residencial	112,5	0,9778	2,1186	DP1578
47	Residencial	150	0,6833	1,6111	DP0456
48	Residencial	112,5	0,9778	2,1186	DP0555
49	Residencial	75	1,6	3,1129	DP0948
50	Comercial	75	1,6	3,1129	DP0092
52	Comercial	150	0,6833	1,6111	PA2114
53	Comercial	75	1,6	3,1129	DP2934
56	Residencial	150	0,6833	1,6111	DP0942
58	Comercial	75	1,6	3,1129	DP1619
59	Residencial	112,5	0,9778	2,1186	DP0333
61	Comercial	75	1,6	3,1129	DP0290

61	Comercial	75	1,6	3,1129	DP0290
62	Residencial	112,5	0,9778	2,1186	DP0872
64	Residencial	75	1,6	3,1129	DP1575
65	Residencial	75	1,6	3,1129	DP1083
66	Residencial	150	0,6833	1,6111	DP0666
67	Residencial	112,5	0,9778	2,1186	DP0881
68	Residencial	112,5	0,9778	2,1186	DP0788
69	Residencial	112,5	0,9778	2,1186	DP0701
70	Residencial	112,5	0,9778	2,1186	DP0849
71	Comercial	112,5	0,9778	2,1186	DP1545
72	Comercial	75	1,6	3,1129	DP4566
74	Comercial	75	1,6	3,1129	DP5266
75	Comercial	112,5	0,9778	2,1186	DP0248
76	Comercial	30	4,75	7,3485	DP1055
77	Comercial	112,5	0,9778	2,1186	DP1543
78	Comercial	112,5	0,9778	2,1186	DP1477
79	Comercial	150	0,6833	1,6111	DP0803
80	Comercial	75	1,6	3,1129	DP1511
81	Comercial	75	1,6	3,1129	DP0436
82	Comercial	75	1,6	3,1129	DP0315
83	Comercial	75	1,6	3,1129	DP3837
84	Comercial	225	0,4148	1,4415	PA4196
85	Comercial	75	1,6	3,1129	DP0330
86	Comercial	75	1,6	3,1129	DP1463
87	Comercial	75	1,6	3,1129	DP0447
88	Comercial	45	2,7778	5,1295	TP5146
89	Comercial	75	1,6	3,1129	DP0665
90	Comercial	112,5	0,9778	2,1186	DP0724
91	Comercial	112,5	0,9778	2,1186	DP0454