

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ  
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELÉTRICA  
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

VINICIUS FERNANDO MORITZ

**ESTUDO DE PERDAS TÉCNICAS DE ENERGIA  
ELÉTRICA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

PATO BRANCO

2016

VINICIUS FERNANDO MORITZ

## **ESTUDO DE PERDAS TÉCNICAS DE ENERGIA ELÉTRICA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso de graduação, apresentado à disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso 2, do Curso de Engenharia Elétrica da Coordenação de Engenharia Elétrica - COELT - da Universidade Tecnológica Federal do Paraná - UTFPR, Câmpus Pato Branco, como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Alexandre Batista de Jesus Soares.

PATO BRANCO

2016

## **TERMO DE APROVAÇÃO**

O Trabalho de Conclusão de Curso intitulado **ESTUDO DE PERDAS TÉCNICAS DE ENERGIA ELÉTRICA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO** do acadêmico **Vinicius Fernando Moritz** foi considerado **APROVADO** de acordo com a ata da banca examinadora **Nº 123** de **2016**.

Fizeram parte da banca examinadora os professores:

**Prof. Dr. Alexandre Batista de Jesus Soares.**

**Prof. Me. Géremi Gilson Dranka.**

**Prof. Me. Cesar Augusto Portolann.**

Dedico este trabalho a todo este povo que me acompanha,  
sempre iluminando os meus caminhos.

*É por onde vou que o santo me leva*

Maria Bethânia

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço primeiramente a essa energia maior que permitiu tudo isso ser possível, e permite também que todo esse povo iluminado me acompanhe nessa caminhada.

Ao meu professor orientador e os professores pertencentes a banca deste trabalho, pelo incentivo e motivação dadas em todas as conversas e reuniões realizadas.

Aos meus pais pela dedicação e esforço para que realização da graduação em engenharia elétrica fosse possível. E também pela confiança e paciência durante essa vida acadêmica efetuada longe de casa.

A Karoline, minha irmã, pela parceria durante todo esse processo, aos conhecimentos compartilhados e todo apoio dado.

Ao meu namorado Jonathan por todo amor, companheirismo e paciência em função da distância e todo apoio e motivação durante todo o período de graduação.

E a todos os meus familiares e amigos que sempre incentivaram e torceram durante toda a graduação.

## RESUMO

Este trabalho apresenta um estudo a respeito de perdas técnicas de energia elétrica em sistemas de distribuição. Essas perdas são inerentes ao processo, ou seja, são originadas do efeito Joule, efeito Corona, correntes de fuga, entre outras perdas. Nesse sentido, será realizada uma pesquisa a respeito dessas perdas de forma a identificá-las e observar seu comportamento. Para isto, serão utilizados alguns modelos matemáticos propostos na literatura para o cálculo de perdas técnicas em sistemas de distribuição, que foram desenvolvidos e ajustados para calcular as perdas técnicas utilizando diferentes tipos de informações disponíveis nas concessionárias. Esses modelos serão executados no *software* MATLAB para o cálculo das perdas técnicas em dois alimentadores localizados na mesma subestação, pertencente ao sistema de distribuição real. Os alimentadores serão implementados no *SimPowerSystems* do MATLAB, no sentido de simular essas perdas técnicas para que, posteriormente, os resultados obtidos através dos modelos matemáticos sejam comparados com os dados encontrados na simulação. Desse modo, deseja-se verificar a validade dos modelos matemáticos.

**Palavras-chave:** Perdas técnicas de energia elétrica, sistemas de distribuição, modelos matemáticos.

## ABSTRACT

This work presents a study about technical losses of electrical energy in distribution systems. Such losses are inherent to the process, that is, are originate from the Joule effect, Conora effect, leakage currents, losses in the cores of transformers, among other losses. In this sense, research on these losses will be performed in order to identify them and observe their behavior. For this, will be used some mathematical models proposed in the literature for the calculation of technical losses in distribution systems, which have been developed and adjusted to calculate technical losses using different types of information available at the dealerships. These models will be implemented in MATLAB software for the calculation of technical losses in two feeders located in the same substation, belonging to a real distribution system. The feeders will be implemented in SimPowerSystems of MATLAB, in the sense of simulate these technical losses so that, posteriorly, the results obtained through mathematical models are compared with the data found in the simulation. Thereby, is desired to verify the validity of mathematical models.

**Keywords:** Technical losses of electrical energy, distribution systems, mathematical models.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1:	Percentual de perdas de energia elétrica em relação à energia injetada no sistema global ano a ano das 64 distribuidoras. . . .	18
Figura 2:	Panorama das perdas de energia nas concessionárias no ano de 2012. . . . .	19
Figura 3:	Informações disponíveis nas concessionárias. . . . .	28
Figura 4:	Localização do Sistema de Distribuição Elétrica. . . . .	38
Figura 5:	Representação unifilar do sistema de distribuição elétrica. . . .	39
Figura 6:	Circuito equivalente do transformador de 25 MVA. . . . .	41
Figura 7:	Circuito equivalente do transformador de 15 MVA. . . . .	43
Figura 8:	Sistema de distribuição implementado no <i>SimPowerSystems</i> . . .	44
Figura 9:	Detalhe dos blocos de medição 1A e 2A de perdas técnicas. . .	45
Figura 10:	Subsistema para o cálculo das perdas técnicas e medição de potência ativa e reativa referentes ao ramo 0-1 do alimentador A.	46
Figura 11:	Tensão trifásica no secundário do alimentador A. . . . .	47
Figura 12:	Aproximação na tensão trifásica no secundário do alimentador A.	47
Figura 13:	Tensão trifásica no secundário do alimentador B. . . . .	48
Figura 14:	Aproximação na tensão trifásica no secundário do alimentador B.	48
Figura 15:	Corrente trifásica no secundário do alimentador A. . . . .	49
Figura 16:	Corrente trifásica no secundário do alimentador B. . . . .	50
Figura 17:	Tensão trifásica na chave de manobra. . . . .	51
Figura 18:	Corrente trifásica na chave de manobra. . . . .	51
Figura 19:	Comportamento das perdas do trecho 0-1 de cada alimentador.	58
Figura 20:	Comparação das respostas do modelo A com relação à simulação para o alimentador A. . . . .	62
Figura 21:	Comparação das respostas do modelo A com relação à simulação para o alimentador B. . . . .	63

Figura 22: Exemplo de um sistema elétrico. . . . . 64

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Projeção do índice de perdas totais de energia elétrica para o ano de 2023. . . . .	20
Tabela 2: Modelos matemáticos. . . . .	20
Tabela 3: Dados nominais do transformador . . . . .	40
Tabela 4: Dados do ensaio de curto-circuito . . . . .	40
Tabela 5: Dados do ensaio a vazio . . . . .	40
Tabela 6: Parâmetros em pu. . . . .	41
Tabela 7: Dados da rede do alimentador A. . . . .	41
Tabela 8: Dados nominais do transformador . . . . .	42
Tabela 9: Dados do ensaio de curto-circuito . . . . .	42
Tabela 10: Dados do ensaio a vazio . . . . .	42
Tabela 11: Parâmetros em pu . . . . .	43
Tabela 12: Dados da rede do alimentador B . . . . .	43
Tabela 13: Perdas técnicas do alimentador A para o sistema operando de forma radial. . . . .	56
Tabela 14: Perdas técnicas do alimentador A para o sistema operando em paralelismo. . . . .	56
Tabela 15: Perdas técnicas do alimentador B para o sistema operando radialmente. . . . .	57
Tabela 16: Perdas técnicas do alimentador B para o sistema operando em paralelismo. . . . .	57
Tabela 17: Perdas técnicas do alimentador A para o modelo A. . . . .	59
Tabela 18: Perdas técnicas do alimentador B para o modelo A . . . . .	60
Tabela 19: Diferença percentual dos resultados do modelo A com relação à simulação para o alimentador A. . . . .	61

Tabela 20: Diferença percentual dos resultados do modelo A com relação à simulação para o alimentador B. . . . .	61
Tabela 21: Perdas técnicas dos alimentadores A e B relacionados ao modelo E. . . . .	65
Tabela 22: Diferença percentual dos resultados do modelo E com relação a simulação para os alimentadores A e B. . . . .	65

## LISTA DE SÍMBOLOS

$TWh$	Terawatt hora
$MW$	Megawatt
$W_D$	Perdas por demanda
$t$	Instante de tempo
$W_E$	Perdas de Energia
$\Delta t$	Intervalo de tempo
$kWh$	kiloWatt hora
$kW$	kiloWatt
$W_f$	Energia elétrica fornecida
$W_c$	Energia elétrica consumida
$W_{tm}$	Perdas técnicas de energia elétrica de média tensão
$W_{tb}$	Perdas técnicas de energia elétrica de baixa tensão
$W_{tc}$	Perdas técnicas de energia elétrica no cobre dos transformadores
$W_{tf}$	Perdas técnicas de energia elétrica no ferro dos transformadores
$W_{cc}$	Energia elétrica consumida pela companhia
$W_m$	Perdas de energia elétrica em medidores de energia e seus circuitos
$W_{com}$	Perdas comerciais de energia elétrica
$I$	Corrente
$V$	Tensão
$P$	Potência ativa
$Q$	Potência reativa
$I_{i,i+1,t}$	Corrente entre os nós $i$ e $i+1$
$P_{i,i+1,t}$	Potência ativa entre os nós $i$ e $i+1$
$Q_{i,i+1,t}$	Potência reativa entre os nós $i$ e $i+1$
$R_{i,i+1}$	Resistência entre os nós $i$ e $i+1$
$V_{i,t}$	Tensão no ponto $i$ em um período de tempo $t$
$V_{i+1,t}$	Tensão no ponto $i+1$ em um período de tempo $t$
$\Delta W_T$	Perdas de energia elétrica em um período de tempo $T$
$\Delta W_d$	Perdas diárias de energia elétrica
$D_e$	Número de dias equivalentes

$C_o$	Consumo ou fornecimento de energia elétrica no dia em que ocorreu o cálculo das perdas
$C_T$	Consumo ou fornecimento de energia elétrica durante um período T de tempo
$N_T$	Número de dias referentes ao período de tempo T
$T$	Período de tempo
$\Delta P_{max}$	Perdas de potência
$\tau$	Parâmetro para o cálculo de perdas
$M$	Expectativa matemática
$A$	Valor da ordenada da curva de carga
$C_T$	Consumo de energia elétrica no período de tempo T
$K_f$	Coeficiente de forma
$R_e$	Resistência equivalente
$I_i$	Corrente no elemento i
$R_i$	Resistência no elemento i
$I_\Sigma$	Carga somatória da linha
$R_e L$	Resistência equivalente das linhas
$R_e T$	Resistência equivalente dos transformadores
$S_{ni}$	Soma das potências nominais dos transformadores que recebem energia por meio do trecho i
$R_j$	Resistência equivalente do transformador j
$S_{nj}$	Potência nominal do transformador j
$n$	Quantidade de trechos do alimentador
$m$	Quantidade de transformadores da rede
$P_{CTi}$	Soma dos consumos de energia nos transformadores que recebem energia por meio do trecho i
$P_{CTj}$	Consumo de energia do transformador j
$V_n$	Tensão nominal de operação da rede de distribuição
$MVA_r$	MegaVoltAmpere reativo
$pu$	Por unidade
$MVA$	MegaVoltAmpere
$\Omega/Km$	Ohm por quilômetro
$L$	Comprimento do condutor
$rms$	Valor eficaz
$I_n$	Corrente da carga na barra n
$S_n$	Potência aparente da carga na barra n
$V_n$	Tensão na barra n
$I_{n,n+1}$	Corrente no trecho n,n-1

$I_{n,k}$	Conjunto de correntes que chegam na barra n
$V_{n+1}$	Tensão na barra n+1
$Z_{n,n+1}$	Impedância do trecho n, n+1
$ERRO$	Diferença entre as tensões de cada iteração
$ V_n^{(1)} $	Módulo da tensão na barra n da iteração posterior
$ V_n^{(0)} $	Módulo da tensão na barra n da iteração anterior
$V_l$	Tensão de linha
$V_f$	Tensão de fase

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>16</b>
1.1	MOTIVAÇÃO	17
1.2	OBJETIVOS	21
<b>2</b>	<b>REVISÃO DE LITERATURA</b>	<b>22</b>
2.1	ESTRUTURA DAS PERDAS ELÉTRICAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	24
2.1.1	CLASSIFICAÇÃO DAS PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA	24
2.1.2	INFORMAÇÕES DISPONÍVEIS NAS CONCESSIONÁRIAS DE ENERGIA ELÉTRICA	26
<b>3</b>	<b>MODELOS MATEMÁTICOS PARA O CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS DE ENERGIA ELÉTRICA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO</b>	<b>29</b>
3.1	MODELO A	29
3.2	MODELO B	30
3.3	MODELO C	32
3.4	MODELO D	33
3.5	MODELO E	35
3.6	MÉTODOS ADOTADOS A E E	37
<b>4</b>	<b>SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA</b>	<b>38</b>
4.1	APRESENTAÇÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	38
4.2	PARÂMETROS DO ALIMENTADOR A	40
4.3	PARÂMETROS DO ALIMENTADOR B	42
<b>5</b>	<b>SIMULAÇÃO DAS PERDAS TÉCNICAS NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO</b>	<b>44</b>
<b>6</b>	<b>CÁLCULO DO FLUXO DE POTÊNCIA</b>	<b>52</b>



<b>7 RESULTADOS</b> .....	<b>55</b>
7.1 RESULTADOS DA SIMULAÇÃO .....	55
7.2 FLUXO DE POTÊNCIA .....	59
7.2.1 MODELO A .....	59
7.2.2 MODELO E .....	64
<b>8 CONCLUSÃO</b> .....	<b>66</b>
8.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS .....	68
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b> .....	<b>71</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Há algumas centenas de anos, a energia elétrica era considerada como um poder mágico, capaz de matar, reviver os mortos e modificar as leis da natureza, algo que era exibido em espetáculos para espectadores curiosos. Mas, rapidamente passou a fazer parte do cotidiano da sociedade, tornando-se atualmente a alma do mundo moderno, alimentando a vida da população, essencial em todos os aspectos do avanço tecnológico. A energia que viaja através dos fios é invisível, porém seu efeito na sociedade atual é mais que notável. Logo, as decisões tomadas a respeito da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica afetam a todos de uma maneira global.

A chave para o progresso industrial é o desenvolvimento de fontes de energia elétrica para realizar um trabalho de forma eficiente, ou seja, produzir uma maior quantidade de energia elétrica utilizando o mesmo parque gerador, sendo isso a base para a melhoria contínua do padrão de vida da população. Soma-se a isso, o fato de que as pessoas estão cada vez mais conscientes em relação à energia elétrica de maneira que passaram a exigir das concessionárias de geração, transmissão e distribuição uma maior qualidade e eficiência energética. Isso se dá pelo fato de que a energia elétrica proporciona conforto, comodidade e praticidade de forma que o usuário tornou-se dependente do fornecimento de energia elétrica e passou a se sentir cada vez mais sensível às falhas que ocorrem no sistema elétrico, que acabam por interromper o fornecimento de energia elétrica (BORDIM, 2011).

Os sistemas de distribuição fornecem energia elétrica a toda parte, devido a energia gerada em vários locais diferentes e entregues aos consumidores finais. Dentre os três grandes componentes da infraestrutura elétrica (geração, transmissão e distribuição), a distribuição pode ser considerada um componente importante em termos do seu efeito na confiabilidade e qualidade dos serviços e no custo da eletricidade, que impacta diretamente na sociedade (SHORT, 2004).

Nessa conjuntura, a eficiência energética e a busca por fontes limpas de energia vem se apresentando como sendo um dos maiores desafios da sociedade atual. Diante disso, o estudo sobre as perdas técnicas de energia elétrica que ocorrem no sistema energético pode ser visto como uma alternativa para contribuir

com a eficiência energética.

## 1.1 MOTIVAÇÃO

Os sistemas energéticos atuais são compostos por três subsistemas: geração, transmissão e distribuição. A geração tem como objetivo produzir a energia elétrica através de fontes hídricas, solares, fósseis, entre outras. A transmissão é composta por linhas de transmissão que constituem um elo de ligação entre as centrais geradoras e as concessionárias de distribuição de energia elétrica. E, por fim, as concessionárias de distribuição entregam a energia elétrica ao consumidor final.

Observa-se que os centros geradores de energia elétrica normalmente estão distanciados dos centros consumidores, e nesse processo de transporte e transformação da energia elétrica ocorrem perdas elétricas, desde a geração até a distribuição aos consumidores. Nesse sentido, as perdas de energia no sistema de distribuição podem ser divididas basicamente em duas parcelas, as perdas técnicas e as perdas comerciais, ou não-técnicas.

As perdas comerciais, ou não técnicas, ocorrem devido a inadequação dos parâmetros do sistema de distribuição, a falta de planejamento, o controle impróprio dos modos de operação, a quantidade insuficiente de medidores de energia, furtos e fraudes de energia elétrica, conhecidas popularmente como "gatos", também podem ser associadas a variáveis socioeconômicas, como desenvolvimento da região, favelização, nível de escolaridade, entre outros. Enquanto que as perdas técnicas são perdas de energia ou demanda inerentes ao processo de transmissão e distribuição, que ocorrem antes do ponto de entrega da energia à unidade consumidora, e não podem ser eliminadas completamente e nem medidas diretamente, mas podem ser estimadas por modelos matemáticos. As principais causas dessas perdas no sistema energético são: (SOARES, 2003)

- Efeito Joule;
- Efeito Corona;
- Correntes de fuga no ar ou nos isoladores;
- Perdas nos núcleos dos transformadores;
- Entre outras perdas.

De acordo com uma entrevista com o presidente da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), as perdas totais nas redes de distribuição no Brasil em 2012 foram cerca de 16,5% do total de energia gerada no sistema, correspondendo a aproximadamente 25 TWh em energia elétrica perdida, o que seria suficiente para abastecer o estado do Paraná inteiro no período de um ano (ABRADEE, 2013).

Buscando ilustrar melhor esse cenário, a Figura 1 demonstra o crescimento das perdas técnicas e comerciais de energia durante o período de 2000 até 2012, apresentando o percentual de perdas de energia em relação ao total produzido em cada ano. Diante desse crescimento observado, um estudo no sentido de melhorar a identificação se faz necessário, para que, posteriormente, providências possam ser aplicadas.

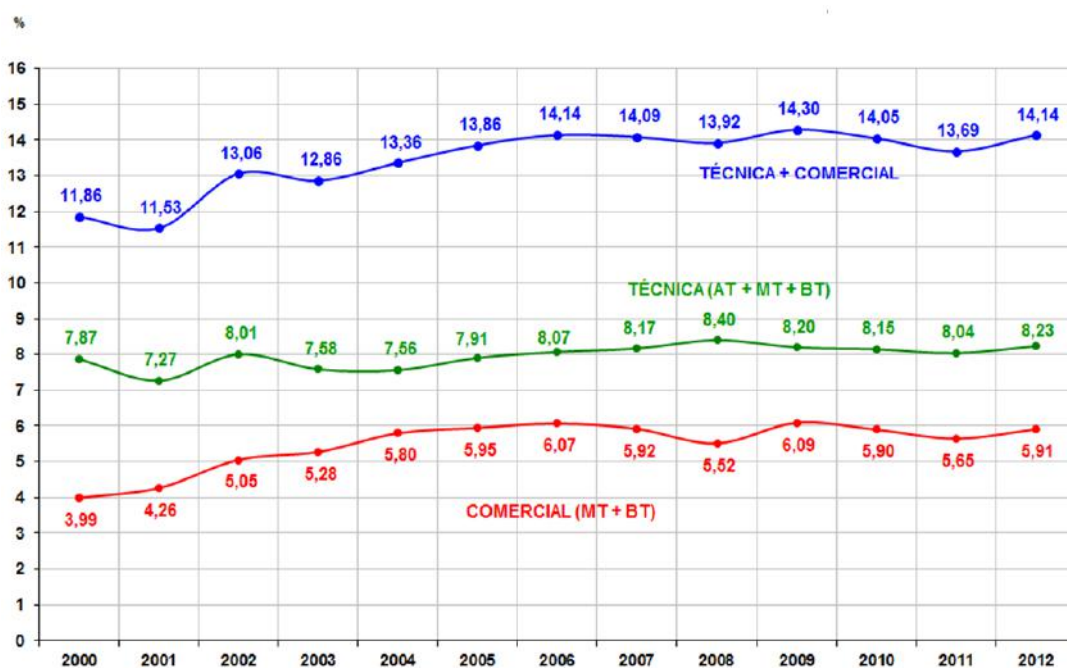


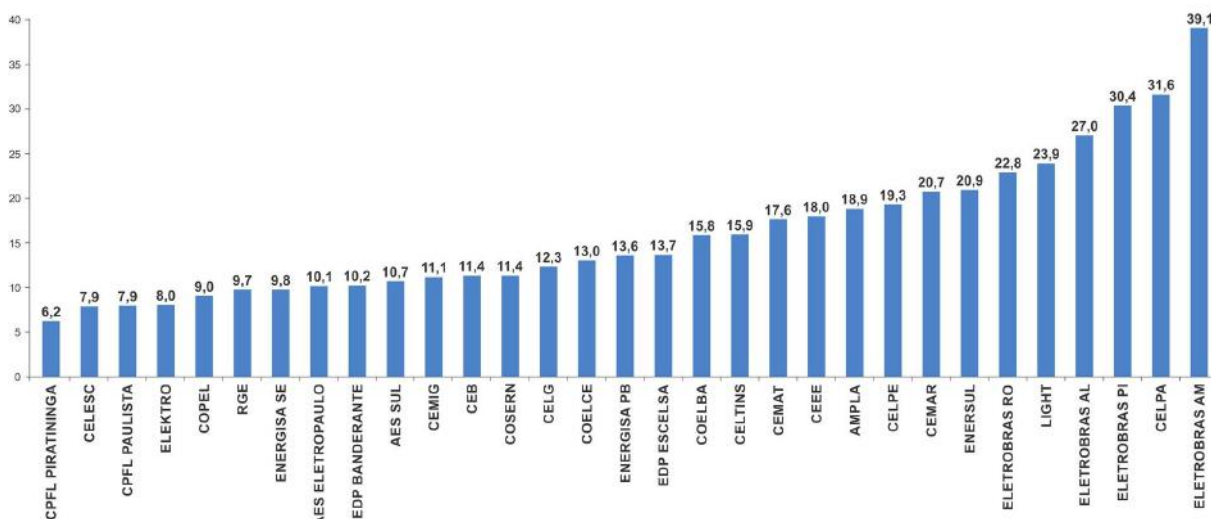
Figura 1: Percentual de perdas de energia elétrica em relação à energia injetada no sistema global ano a ano das 64 distribuidoras.

Fonte: (ABRADEE, 2013).

Considera-se também que, de acordo com Oliveira (2009), as concessionárias que administram a distribuição de energia elétrica, desde a geração até o consumidor final, são empresas terceirizadas pelo governo, ou seja, empresas privadas que visam lucro. Sendo assim, as perdas de energia podem ser vistas como um consumidor que nunca paga sua fatura de energia elétrica, o que significa que a concessionária repassa ao consumidor final esse prejuízo devido as perdas elétricas.

Diante disso, a Figura 2 apresenta um panorama das perdas de energia em cada uma das concessionárias no ano de 2012, em que é possível constatar um

percentual consideravelmente elevado de perdas em relação ao total de energia produzida nesse ano, como é o caso da Eletrobras AM, em que 39,1% do total de energia distribuída por essa concessionária foi perdida. Diante desse quadro, é necessário buscar estratégias para reduzir essas perdas, uma vez que será necessário inserir mais geração de energia elétrica no sistema apenas para manter as perdas elétricas caso isso não seja feito.



**Figura 2: Panorama das perdas de energia nas concessionárias no ano de 2012.**

Fonte: (ABRADEE, 2013).

É importante salientar que, de acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2023, Tabela 1, a projeção para a redução das perdas totais é de 16,9% para 15,5% até o ano de 2023, percentual este referente ao total de energia produzida a cada ano. Essa projeção baseia-se no fato de que a taxa média de crescimento da carga total do sistema é de 4% ao ano, passando de 65830 MW médios em 2014 para 92714 MW médios em 2023. Portanto, para a realização dessa projeção, uma pesquisa deve ser realizada no sentido de identificar essas perdas elétricas para posterior estudo de redução das mesmas, uma vez que o gerenciamento dessas perdas de forma eficiente permite atender uma carga maior com o mesmo parque gerador.

Logo, a estimativa e, se possível, a localização das perdas técnicas possibilita à concessionária de energia realizar planos e estratégias para a redução destas perdas pela troca de equipamentos, por exemplo. Nesse contexto, a proposta deste trabalho é utilizar modelos matemáticos para estimar as perdas técnicas de energia no sistema de distribuição. Estes modelos foram propostos na literatura (BARABASCHUK *et al.*, 1985; MARKUSHEVITCH, 1980; POSPELOV; SICH, 1981; VOROTNITSKIY *et al.*, 1983; ZELEZCO, 1989; SOARES, 2003), e foram desenvolvidos e

**Tabela 1: Projeção do índice de perdas totais de energia elétrica para o ano de 2023.**

<b>Subsistemas</b>					
<b>Ano</b>	<b>Norte</b>	<b>Nordeste</b>	<b>Sudeste/CO</b>	<b>Sul</b>	<b>SIN</b>
<b>Perdas (%)</b>					
2014	20,6	18,6	17,0	13,3	16,9
2018	20,0	17,5	16,4	12,2	16,2
2023	18,8	16,6	15,7	11,7	15,5

**Fonte:(MME/EPE, 2014).**

ajustados para calcular as perdas de energia com diferentes tipos de informações que estão disponíveis na concessionária, por exemplo, consumo de energia, curvas de carga, fluxo de carga, conforme ilustrado na Tabela 2.

**Tabela 2: Modelos matemáticos.**

<b>Modelos</b>	<b>Parâmetros Utilizados</b>	<b>Resultados</b>
A	Fluxo de carga e tensão nos nós da rede.	Alta precisão, perdas de energia para cada elemento da rede.
B	Curva de carga total para cada consumidor considerando um dia útil.	Alta precisão para um dia, perdas de energia em cada elemento da rede.
C	Quando a concessionária utiliza valores de demanda máxima.	Perdas para o conjunto de elementos da rede.
D	Com base em informações sobre o consumo de energia elétrica.	Perdas para o conjunto de elemento da rede.
E	Considera a distribuição das cargas dentro do sistema de distribuição utilizando uma resistência equivalente.	Perdas por conjunto de trechos das linhas de transmissão e transformadores de distribuição.

**Fonte:(SOARES, 2003).**

---

## 1.2 OBJETIVOS

Este trabalho tem como objetivo geral de fazer uma comparação das perdas técnicas de um sistema de distribuição real obtidas por meio de modelos matemáticos e através de uma simulação. Sendo assim, a simulação irá representar o sistema de distribuição real, onde as respostas dos modelos matemáticos serão comparadas com os resultados obtidos por meio da simulação com o objetivo de verificar a precisão dos modelos matemáticos, ou seja, observar quais modelos terão respostas mais próximas das reais. Para isso, serão seguidos os seguintes objetivos específicos:

- Estudo das perdas técnicas nos sistemas de distribuição;
- Apresentar os modelos matemáticos utilizados para os cálculos das perdas técnicas de energia elétrica nos alimentadores reais;
- Realizar uma simulação, utilizando o *software* MATLAB, desses mesmos alimentadores;
- Comparar os resultados dos modelos matemáticos A e E com os dados obtidos através da simulação;
- Verificar a precisão dos modelos matemáticos.

## 2 REVISÃO DE LITERATURA

Observa-se que atualmente o consumo de energia elétrica possui um crescimento exponencial, devido ao crescimento populacional, ao contínuo avanço da tecnologia que demanda cada vez mais energia elétrica e a diminuição dos recursos naturais utilizados para geração de energia, são algumas causas que agravam o cenário energético atual. É importante citar também, o fato de que a constante queima de combustíveis fósseis para geração de energia elétrica vem causando sérios problemas ambientais de uma forma global. Diante desses fatores, a previsão é de que em alguns anos a escassez e o racionamento de energia elétrica pode vir a tornar-se realidade em alguns países ou em todo o planeta.

Para retardar essa conjuntura, cresce a conscientização mundial da fundamental importância da utilização da energia elétrica de uma forma racional e eficiente, em particular, para a redução das perdas elétricas nos sistemas energéticos atuais. Nesse sentido, várias pesquisas são realizadas ao redor do mundo com esse objetivo, reduzir as perdas no sistema energético podendo atender uma carga maior sem a necessidade de inserir mais geração de energia elétrica no sistema.

Tratando-se de perdas técnicas no sistema de distribuição, o trabalho realizado por Oliveira (2009) faz uma avaliação de metodologias de cálculo de perdas técnicas em sistemas de distribuição, apresentando alguns métodos de cálculo dessas perdas, como o CODI-MOD, o ANEEL-PRODIST apresentado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), entre outros, de forma a fazer uma avaliação desses métodos comparando-os. Seguindo modelos apresentados pela ANEEL, a pesquisa feita por Cassel (2012), analisa o comportamento das perdas técnicas ao longo dos segmentos da rede do sistema de distribuição considerando diferentes níveis e modelos de cargas, onde essas perdas são avaliadas através do modelo proposto pela ANEEL e por um modelo onde as perdas são obtidas por meio de dados de fluxo de carga.

Utilizando curvas de demanda típicas e redes neurais, Leal (2006) obtêm as perdas por meio de cálculo elétrico utilizando parâmetros da rede, dados de faturamento e as curvas típicas por classe de consumidor e, posteriormente, com os resultados obtidos treinam-se redes neurais que irão calcular as perdas em sistemas



genéricos utilizando os parâmetros, topologia do segmento de rede, as curvas típicas de cargas dos consumidores e o consumo mensal de energia elétrica. Outro caso, utilizando curvas de demanda típicas, é mostrado no trabalho efetuado por Queiroz (2010), apresenta um estudo para estimação de perdas técnicas de energia elétrica através de uma metodologia baseada no valor médio e na variância dos pontos da curva de carga, e também faz uma análise para a definição dos níveis adequados dessas perdas elétricas.

É importante citar também a pesquisa realizada por PEREIRA (2014), onde utiliza da reconfiguração das redes de distribuição para redução das perdas técnicas de energia elétrica, utilizando dispositivos conhecidos como *Intelligent Electronic Devices* (IEDs) que possibilitam manobras das redes a distância. Outro trabalho nesse sentido é apresentado por Tahboub *et al.* (2015), onde uma nova formulação para reconfiguração de sistemas de distribuição é proposta para minimizar perdas anuais de energia elétrica, utilizando programação de otimização.

Para calcular as perdas técnicas, Yasen e Mustafa (2010) criaram um programa utilizando o *software Visual Basic* para calcular e avaliar as perdas elétricas em um sistema de distribuição pertencente a Kirkuk, Iraque, apresentando sugestões para redução dessas perdas.

Para combate, prevenção e otimização das perdas elétricas comerciais ou não técnicas, Penin (2008) examina de forma abrangente essas perdas sob vários aspectos, desde os processos de prevenção e de combate às perdas, até os procedimentos legais para recuperação de receitas. Outra pesquisa para identificação de perdas não técnicas foi realizada por NETO (2011), onde é proposto uma metodologia de estimação de estado (EE) para sistemas de distribuição que auxilie na identificação das regiões de fornecimento das concessionárias de distribuição que possam conter perdas não técnicas, de modo a orientar ações para sua redução. Seguindo o mesmo contexto, o Negreiros (2008) realizou um estudo que discute a implementação de ações a serem realizadas pelas distribuidoras de energia elétrica em comunidades de baixa renda, com o objetivo de diminuir as perdas não técnicas.

Sob o ponto de vista econômico, para Singh (2009) a Índia apresenta um alto nível de perdas de energia elétrica, então sua pesquisa é um estudo de caso de forma a analisar as perdas não técnicas nos sistemas de distribuição e observar as consequências econômicas dessas perdas elétricas.

## 2.1 ESTRUTURA DAS PERDAS ELÉTRICAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Como o objetivo desta pesquisa é a estimação de perdas técnicas no sistema energético de distribuição, esta etapa apresenta definições a respeito da estrutura das perdas em sistemas elétricos, o balanço de energia em sistemas de distribuição e considerações sobre as informações disponíveis nas concessionárias de energia elétrica.

### 2.1.1 CLASSIFICAÇÃO DAS PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA

As concessionárias de energia elétrica, administradores dos sistemas de distribuição, são responsáveis por fornecer energia elétrica para as cargas de seus consumidores. Essas cargas atendidas possuem algumas características em comum de acordo com Kagan *et al.* (2005), sendo elas:

- Localização geográfica;
- Finalidade a que se destina a energia fornecida;
- Dependência da energia elétrica;
- Perturbações causadas pela carga ao sistema;
- Tarifação;
- Tensão de fornecimento.

Mesmo com toda essa diversidade, o principal objetivo de um sistema energético é o de gerar energia elétrica suficiente para atender as cargas e nos locais mais apropriados, transmitir essa energia aos centros de carga e distribuí-la aos consumidores, considerando os padrões de qualidade estabelecidos pela ANEEL, módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), visando menor custo e prejuízo ecológico. Para isso, é necessário localizar e identificar as perdas de energia no sistema elétrico. Nesse contexto, uma classificação é apresentada de acordo com Oliveira (2009), Soares (2003) e Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (2013), seguindo os seguintes critérios:

- Natureza:

- Perdas de Demanda ( $W_D$ ): diferença entre a demanda de entrada, ou requerida, e a demanda de saída, ou vendida, em um instante de tempo  $t$ .

$$W_D = \text{Demanda}_{\text{Requerida}}(t) - \text{Demanda}_{\text{Vendida}}(t) \quad (1)$$

- Perdas de Energia ( $W_E$ ): diferença entre a energia de entrada, ou requerida, e a energia de saída, ou vendida, em um intervalo de tempo  $\Delta t$ .

$$W_E = \text{Energia}_{\text{Requerida}}(\Delta t) - \text{Energia}_{\text{Vendida}}(\Delta t) \quad (2)$$

- Origem:

- Perdas Técnicas: energia ( $kWh$ ) ou demanda ( $kW$ ) perdida no transporte e na transformação de energia elétrica (inerente ao processo), que não é entregue ao consumo.
- Perdas Comerciais ou Não Técnicas: energia ( $kWh$ ) ou demanda ( $kW$ ) consumida, mas não faturada, devido ao erro ou não medição de consumo em função de consumidores clandestinos <sup>1</sup> ou *Forfait* <sup>2</sup>, medidores descalibrados, erros ou diversidade de leituras, falta de atualização das informações de cargas sem medição (semáforos, iluminação pública, consumo próprio da concessionária).

- Localização:

- Perdas Globais: perdas de energia ( $kWh$ ) ou demanda ( $kW$ ) existente, considerando os sistemas de geração, transmissão e distribuição.
- Perdas da Geração e Transmissão: perdas de energia ( $kWh$ ) ou demanda ( $kW$ ) referentes aos sistemas de geração e transmissão.
- Perdas de Distribuição: perdas de energia ( $kWh$ ) ou demanda ( $kW$ ) referentes ao sistema de distribuição.

- Componentes:

---

<sup>1</sup>Consumidor ligado a rede de distribuição sem medição e sem estar registrado na concessionária

<sup>2</sup>Consumidor ligado a rede de distribuição sem medição, mas registrado na concessionária

- Rede Primária: perdas de energia ( $kWh$ ) ou demanda ( $kW$ ) pertencentes ao conjunto da rede primária e nos transformadores de distribuição.
- Rede Secundária: perdas de energia ( $kWh$ ) ou demanda ( $kW$ ) pertencentes ao conjunto dos ramais de ligação, referentes aos medidores, entre outros.

Portanto, as perdas globais de energia elétrica do sistema de distribuição podem ser estimadas por meio de cálculos, garantindo um meio para a concessionária diferenciar as perdas técnicas das perdas comerciais. Isso se dá através do balanço de energia do sistema, conforme a equação (3).

$$W_f = W_c + W_{tm} + W_{tb} + W_{tc} + W_{tf} + W_{cc} + W_m + W_{com} \quad (3)$$

Sendo:

- $W_f$  a energia elétrica fornecida;
- $W_c$  a energia elétrica consumida e paga pelo consumidor;
- $W_{tm}$  e  $W_{tb}$  as perdas técnicas de energia elétrica de média e baixa tensão;
- $W_{tc}$  e  $W_{tf}$  as perdas técnicas de energia elétrica no cobre e no ferro dos transformadores;
- $W_{cc}$  a energia elétrica consumida pela própria companhia;
- $W_m$  as perdas de energia elétrica em medidores de energia e seus circuitos;
- $W_{com}$  as perdas comerciais de energia elétrica.

### 2.1.2 INFORMAÇÕES DISPONÍVEIS NAS CONCESSIONÁRIAS DE ENERGIA ELÉTRICA

As informações disponíveis nas concessionárias tem sua importância no fato de que são necessárias para os cálculos das perdas técnicas de energia elétrica utilizando os modelos matemáticos que serão propostos sequentemente, e também para que a concessionária possa realizar estratégias visando a redução dessas perdas.

Nesse sentido, segundo Soares (2003), de acordo com as informações utilizadas para o cálculo das perdas de energia elétrica, são definidos três períodos de tempo para realização dos cálculos. Sendo eles:

1. Cálculos Retrospectivos: cálculo das perdas de energia elétrica para um período de tempo passado, utilizado para problemas como definição de perdas comerciais, escolha de meios para redução das perdas, realização de cálculos financeiros, entre outros.
2. Cálculos Operacionais: cálculo das perdas de energia em tempo real, servindo para o monitoramento e correção dos modos de operação do sistema.
3. Cálculos Perspectivos: cálculo das perdas de energia esperada para o fim de um período futuro de tempo, utilizado para definir a eficiência de projetos.

Com relação às características dos modos de operação do sistema energético e os parâmetros dos elementos desse sistema, são informações que podem ser expressas de forma probabilística ou determinística. Sendo consideradas como determinística informações que assumem valores únicos, que não se alteram durante um período de tempo, e probabilísticos como informações que possuem valores aleatórios.

Logo, considerando o sistema energético real, os modos de operação são apresentados por meio de características integrais, como corrente, tensão, potência, entre outros, que dependem de vários fatores, como quantidade de consumidores, potência dos consumidores, entre outros, ou seja, as cargas elétricas assumem valores aleatórios. E também, alguma informação probabilística pode ser considerada determinística, uma vez que a informação tem alterações muito pequenas, insignificantes, durante o processo, como é o caso das perdas no núcleo dos transformadores.

Portanto, as informações disponíveis nas concessionárias de energia elétrica podem variar de uma companhia para outra, em função do serviço a ser prestado (geração, transmissão e distribuição), da quantidade de medidas remotas disponíveis, da estrutura do banco de dados, do programa computacional utilizado na companhia, entre outros. Sendo assim, as informações disponíveis nas concessionárias, de acordo com a Figura 3, são basicamente:

- Topologia, comprimentos e parâmetros de trechos das linhas de distribuição;
- Quantidade de consumidores ligados em cada transformador, com a indicação do tipo de consumidor e dados sobre o consumo mensal de energia elétrica;
- Consumo mensal de energia elétrica dos consumidores de cada grupo típico;

- Dados de placa dos transformadores de distribuição;
- Medidas de consumo de energia e curvas de carga para consumidores industriais que usam o modalidade tarifária horária verde ou horária azul;
- Curvas típicas de carga (CTC) para diferentes grupos de consumidores;
- Resultado de medidas remotas ( $I$ ,  $V$ ,  $P$ ,  $Q$ ) realizada na saída dos alimentadores do sistema de distribuição, e em trechos da rede de distribuição no caso do uso de equipamentos de comutação com controle remoto.
- Fornecimento diário e mensal de energia ativa e reativa para alimentadores e transformadores de subestações.

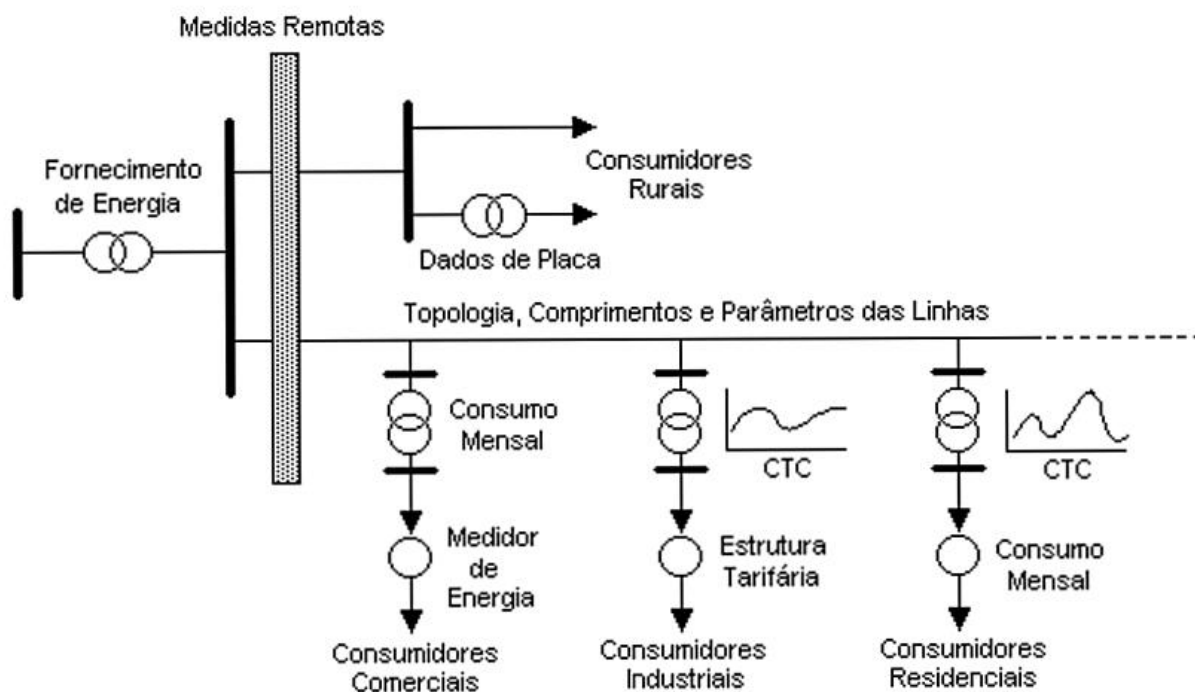


Figura 3: Informações disponíveis nas concessionárias.

Fonte: (ABRADEE, 2013).

### 3 MODELOS MATEMÁTICOS PARA O CÁLCULO DE PERDAS TÉCNICAS DE ENERGIA ELÉTRICA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Neste momento, serão apresentados os modelos matemáticos propostos através dos trabalhos Pospelov e Sich (1981), Barabaschuk *et al.* (1985), Markushevitch (1980), Pospelov e Sich (1981), Vorotnitskiy *et al.* (1983), Zelezco (1989), Soares (2003) para análise e determinação das perdas técnicas de energia elétrica em sistemas de distribuição.

Cada modelo apresentado utiliza informações diferentes das condições operacionais disponíveis nas concessionárias de energia elétrica, e possibilitam o cálculo das perdas técnicas de energia elétrica para um conjunto de elementos ou para o sistema de distribuição inteiro.

#### 3.1 MODELO A

Primeiramente, para que esse modelo seja utilizado, a concessionária de energia elétrica deve atender as seguintes condições:

- É necessário que a concessionária de energia elétrica possua um sistema computacional que permita a realização de cálculos de fluxo de carga e tensão nos nós da rede em tempo real ou quase real, ou seja, é necessária a existência de um sistema de medição em cada alimentador do sistema de distribuição;
- Um algoritmo que realize o cálculo da potência das cargas elétricas também faz-se necessário, em que deve considerar corretamente toda a informação disponível e garantir a adequação máxima da modelagem dos modos de operação das redes do sistema.

Esse modelo realiza o cálculo das perdas técnicas de energia elétrica com alta precisão, uma vez que baseia-se no fluxo de carga definido em tempo real ou quase real <sup>1</sup>, fornecendo o valor das perdas de energia para cada elemento da rede.

---

<sup>1</sup>As informações referentes às medidas remotas do fluxo de carga são utilizadas no momento que são recebidas (tempo real) ou são utilizadas em um momento futuro (quase real) para a estimação das perdas de energia.

Tendo em vista essas informações, o cálculo das perdas técnicas de energia elétrica seguindo o modelo A utiliza a equação (4).

$$\Delta W_{i,i+1} = 3 \cdot \Delta t \cdot R_{i,i+1} \cdot \sum_{t=1}^{T/\Delta t} I_{i,i+1}^2 \quad (4)$$

O resultado também pode ser obtido utilizando informações da tensão nodal e as potências ativas e reativas, considerando que,

$$S_{i,i+1} = \sqrt{3} \cdot I_{i,i+1,t} \cdot \left( \frac{V_{i,t} + V_{i+1,t}}{2} \right) \quad (5)$$

e também,

$$S_{i,i+1,t}^2 = P_{i,i+1,t}^2 + Q_{i,i+1,t}^2 \quad (6)$$

Isolando  $I_{i,i+1,t}$  e elevando ao quadrado esse termo, substitui-se na equação (4), obtendo:

$$\Delta W_{i,i+1} = 4 \cdot \Delta t \cdot R_{i,i+1} \cdot \left( \frac{\sum_{t=1}^{T/\Delta t} P_{i,i+1,t}^2 + \sum_{t=1}^{T/\Delta t} Q_{i,i+1,t}^2}{(V_{i,t} + V_{i+1,t})^2} \right) \quad (7)$$

Sendo:

- $I_{i,i+1,t}$ ,  $P_{i,i+1,t}$ ,  $Q_{i,i+1,t}$  corrente, potência ativa e potência reativa, respectivamente, dos elementos da rede entre os nós  $i$  e  $i + 1$  em um período de tempo  $t$ ;
- $R_{i,i+1}$  resistência entre os nós  $i$  e  $i + 1$ ;
- $V_{i,t}$  e  $V_{i+1,t}$  valores das tensões nos pontos  $i$  e  $i + 1$  em um período de tempo  $t$ .

### 3.2 MODELO B

Geralmente, as concessionárias de energia elétrica realizam os cálculos de perdas técnicas de energia elétrica considerando somente uma única curva típica de carga para cada consumidor típico, sem diferenciar dias úteis de sábados, domingos e feriados, ou seja, o cálculo das perdas, através da equação (4), é realizado apenas para um dia. Porém, para o cálculo das perdas para uma semana ou período maior de tempo, pode gerar incertezas nos valores alcançados das perdas.

O modelo B, permite a possibilidade de estimar as perdas de energia elétrica em cada elemento da rede. Para isto, é necessário obter o fluxo do carga



diário de energia elétrica para o mesmo dia em que foi feito o cálculo das perdas técnicas de energia elétrica. E, sequentemente, calcular a integral do consumo, ou fornecimento, para cada elemento da rede durante o período de tempo  $T$  analisado.

Em alguns casos, as subestações pertencentes as concessionárias não possuem medidas de corrente, potência e tensão na saída dos alimentadores, fazendo com que a correção das cargas e os cálculos de fluxo de potência sejam feitos somente para um dia útil do período de tempo  $T$  analisado. Logo, as medidas são realizadas por leitura direta dos medidores na saída dos alimentadores pelos próprios operadores do sistema.

Nesta situação, utiliza-se a equação (8) para o cálculo das perdas de energia elétrica.

$$\Delta W_T = \Delta W_d \cdot D_e \quad (8)$$

sendo:

- $\Delta W_T$  perdas de energia elétrica de um determinado período de tempo  $T$ ;
- $\Delta W_d$  perdas diárias de energia elétrica obtidas através do modelo A, equação (4);
- $D_e$  número de dias equivalentes referentes ao período de tempo  $T$ .

A literatura apresenta diferentes formas de calcular o número de dias equivalentes  $D_e$ , como pode ser observado no trabalho de Soares (2003). No entanto, para esta monografia, será apresentada apenas uma maneira para a obtenção de  $D_e$ , uma vez que os modelos variam de acordo com o tipo de informação que utilizam. Portanto, uma maneira simples de definir  $D_e$  é apresentada na equação (9).

$$D_e = \frac{C_T^2}{C_o^2 \cdot N_T} \quad (9)$$

Sendo:

- $C_o$  consumo, ou fornecimento, de energia elétrica no dia em que ocorreu o cálculo das perdas de energia elétrica;
- $C_T$  consumo, ou fornecimento, de energia elétrica durante o período de tempo  $T$ ;

- $N_T$  número de dias referentes ao período de tempo  $T$ .

É importante frisar que, o cálculo para definição de  $D_e$  não resulta em erro para este modelo. Os erros dependem da composição das cargas do alimentador, ou seja, da curva de carga referente a cada consumidor que compõem o alimentador, residencial, comercial ou industrial. Isso se dá pelo fato deste modelo ser baseado nas características de carga total do alimentador.

### 3.3 MODELO C

No modelo C, para o cálculo das perdas de energia elétrica, leva-se em consideração que muitas concessionárias de energia elétrica utilizam um programa computacional para a modelagem das cargas elétricas e estimação dos estados do sistema de distribuição somente para a definição dos valores de demanda máxima. Tendo em vista essas informações, calculam-se as perdas de potência  $\Delta P_{max}$  resultante das condições citadas.

Para isso, as perdas de energia elétrica são calculadas com a equação (10).

$$\Delta W_T = \Delta P_{max} \cdot \tau \quad (10)$$

Há várias maneiras para obter o valor do parâmetro  $\tau$  propostos nos trabalhos referenciados no início deste capítulo. De uma forma geral, esse parâmetro pode ser obtido seguindo a equação (11).

$$\tau = \frac{M \cdot A^2 \cdot T}{A_{max}^2} \quad (11)$$

sendo:

- $M$  representa a expectativa matemática;
- $A$  valor da ordenada da curva de carga;
- $T$  período de tempo analisado.

No entanto, esse método de cálculo de  $\tau$  exige o conhecimento das curvas de carga, informação esta que geralmente não está disponível, não permitindo a estimação das perdas de energia elétrica para cada elemento da rede, sendo mais

adequada para obter as perdas para conjuntos de elementos de um sistema de distribuição.

A maneira proposta mais simples e mais exata para a definição de  $\tau$  baseia-se em valores de potência ativa e reativa definidas a cada hora durante um período de tempo  $T$ . Neste caso, as perdas de energia são calculadas com a equação (12).

$$\Delta W = \Delta P_{Pmax} \cdot \tau_P + \Delta P_{Qmax} \cdot \tau_Q \quad (12)$$

Porém, se por algum motivo não for possível realizar a leitura das curvas de carga a cada hora, o parâmetro  $\tau$  pode ser definido como:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{max} \frac{8760}{T}}{10^4} \right) \cdot T \quad (13)$$

Onde:

$$T_{max} = \frac{C_T}{P_{max}} \quad (14)$$

Sendo:

- $C_T$  consumo de energia elétrica no período de tempo  $T$  para o qual devem ser definidas as perdas de energia elétrica.

Existem ainda outras maneiras de se obter o parâmetro  $\tau$ . Porém, de acordo com os trabalhos propostos, os métodos de calcular  $\tau$  apresentam valores diferentes, o que mostra uma certa dificuldade em apresentar uma forma precisa de fornecer os resultados.

### 3.4 MODELO D

As concessionárias de energia elétrica que operam atualmente possuem informações sobre o consumo mensal de energia elétrica de todos os seus consumidores, o que permite calcular as demandas médias dos transformadores e, conseqüentemente, definir o fluxo de potência com relação a demanda média. Com base nesse fluxo, são calculadas as perdas  $\Delta P_{med}$  que corresponde a esse regime operacional. Sendo assim, as perdas de energia elétrica para este modelo são calculadas seguindo a equação (15).

$$\Delta W_T = \Delta P_{med} \cdot K_f^2 \cdot T \quad (15)$$

Sendo:

- $\Delta P_{med}$  perdas de potência;
- $K_f$  coeficiente de forma calculado com base nas curvas de corrente ou potência.
- $T$  período de tempo analisado;
- $M$  média matemática;
- $A$  valor da ordenada da curva.

Este modelo utiliza informações de modo de operação de demanda média para cada um dos elementos da rede para o cálculo das perdas de potência, sendo que isso só é possível quando são conhecidas as cargas médias de todos os transformadores durante o período de tempo  $T$  analisado, e a topologia e parâmetros de todas as linhas do sistema de distribuição. Nesse contexto, há duas definições propostas para o cálculo do coeficiente de forma que seguem abaixo.

Para o primeiro caso, considera-se que as medições de cargas elétricas sejam realizadas nas subestações durante um período de tempo  $T$ . Nesse caso, o coeficiente de forma é definido para a curva de carga medida nas saídas dos alimentadores ou das barras da subestação. No entanto, essa metodologia pode provocar um erro considerável por utilizar o coeficiente de forma para calcular as perdas de potências em todos os elementos da rede e também, pelo fato de que o coeficiente de forma pode diferenciar de um dia para outro. Para esse método, o  $K_f$  é definido conforme a equação (16).

$$K_f^2 = \frac{M[A^2]}{M^2[A]} \quad (16)$$

Devido ao erro gerado pelo método anterior, a segunda proposta consiste em calcular o  $K_f$  com base em algumas características gerais dos modos de operação, de acordo com a equação (17).

$$K_f^2 = \left( \frac{2090}{T_{max}} + 0,876 \right)^2 \quad (17)$$

Onde,  $T_{max}$  é calculado conforme a equação (14).

### 3.5 MODELO E

Este modelo foi proposto de forma a utilizar a característica de resistência equivalente como forma de determinar as perdas técnicas de energia elétrica. Dessa forma, este modelo não permite o cálculo das perdas de energia elétrica para cada elemento da rede. Porém, o modelo possibilita obter as perdas de energia elétrica para o conjunto de trechos das linhas e transformadores da rede de distribuição.

Nesse sentido, é possível que as concessionárias estudem estratégias para diminuição das perdas de energia elétrica de forma mais adequada, uma vez que as ações para a diminuição das perdas de energia nos transformadores da rede de distribuição são diferentes dos métodos para reduzir as perdas nas redes, pelo fato de que as perdas do transformador são consequências das suas características construtivas, já na rede dependem do tipo de condutor e nível de corrente que percorre esse condutor.

Para o cálculo da resistência equivalente das linhas do sistema de distribuição, são considerados três métodos. A primeira maneira para obter a resistência equivalente ( $R_e$ ) consiste no caso em que sejam conhecidas informações a respeito da corrente de carga dos transformadores pertencentes ao sistema de distribuição, conforme a equação (18).

$$R_e = \frac{\sum_{i=1}^n I_i^2 \cdot R_i}{I_\Sigma^2} \quad (18)$$

Sendo:

- $I_i$  corrente que percorre o elemento  $i$  com resistência  $R_i$ ;
- $I_\Sigma$  carga somatória da linha.

Observa-se, que o cálculo das perdas de potência através da resistência equivalente obtida pela equação (18) e do valor da carga na saída do alimentador resultaria em valores iguais aos alcançados por meio do modelo A. No entanto, o modelo E é proposto para o caso em que às informações referentes às cargas dos transformadores da rede de distribuição não estão disponíveis. Sendo assim, a resistência equivalente é atingida por meio de informações existentes no processo de operação das redes elétricas.

Sendo assim, o segundo método para o cálculo da resistência equivalente considera que a distribuição das cargas na rede sejam proporcionais as potências

nominais dos transformadores, conforme as equações (19) e (20).

$$R_{eL} = \frac{\sum_{i=1}^n R_i \cdot S_{ni}^2}{(\sum_{j=1}^m S_{nj})^2} \quad (19)$$

$$R_{eT} = \frac{\sum_{j=1}^n R_j \cdot S_{nj}^2}{(\sum_{j=1}^m S_{nj})^2} \quad (20)$$

Sendo:

- $R_{eL}$  resistência equivalente das linhas do sistema de distribuição;
- $R_{eT}$  resistência equivalente dos transformadores do sistema de distribuição;
- $R_i$  resistência do trecho  $i$  da linha do sistema de distribuição;
- $S_{ni}$  soma das potências nominais dos transformadores de distribuição que recebem energia por meio do trecho  $i$ ;
- $R_j$  resistência do transformador de distribuição  $j$ ;
- $S_{nj}$  potência nominal do transformador de distribuição  $j$ ;
- $n$  quantidade de trechos do alimentador;
- $m$  quantidade de transformadores da rede de distribuição do alimentador.

Por fim, o terceiro método de obter a resistência equivalente do sistema de distribuição considera que, devido ao fato de que o nível de carregamento dos diferentes transformadores da rede de distribuição serem variáveis, substituindo os valores de potência nominal dos transformadores pelos valores de consumo de energia elétrica durante um período  $T$  para os nós correspondentes da rede de distribuição, a resistência equivalente obtida é mais precisa. Diante disso, as equações da resistência equivalente são:

$$R_{eL} = \frac{\sum_{i=1}^n R_i \cdot P_{CTi}^2}{(\sum_{j=1}^m P_{CTj})^2} \quad (21)$$

$$R_{eT} = \frac{\sum_{j=1}^n R_j \cdot P_{CTj}^2}{(\sum_{j=1}^m P_{CTj})^2} \quad (22)$$

Sendo:

- $P_{CTi}$  soma dos consumos de energia nos transformadores da rede de distribuição que recebem energia por meio do trecho  $i$  da rede;
- $P_{CTj}$  consumo de energia do transformador  $j$  da rede de distribuição.

Portanto, as perdas técnicas de energia elétrica para este modelo é calculada conforme a equação (23).

$$\Delta W_T = \frac{W_P^2 + W_Q^2}{V_n^2 T} \cdot (R_{eL} + R_{eT}) \quad (23)$$

Sendo:

- $W_P$  e  $W_Q$  potências ativa e reativa, respectivamente, fornecidas pela rede por um período de tempo  $T$ ;
- $V_n$  tensão nominal de operação da rede de distribuição;
- $T$  período de tempo analisado.

### 3.6 MÉTODOS ADOTADOS A E E

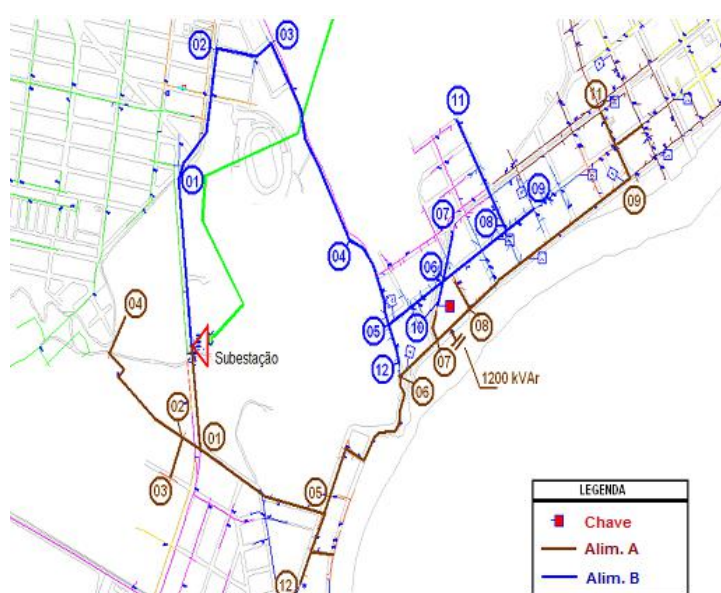
Os modelos matemáticos A, B, C, D e E são propostos na literatura para o cálculo das perdas técnicas de energia elétrica em sistemas de distribuição. Para este trabalho em particular, serão utilizados os modelos A e E devido ao motivo de que os modelos matemáticos restantes necessitam dados relacionados ao consumo e curvas de carga da rede. No entanto, essas informações não estão disponíveis, levando a impossibilidade da realização do cálculo para os modelos dependentes desses elementos.

## 4 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O sistema de distribuição elétrica utilizado como base para realização dos cálculos e simulação das perdas técnicas de energia elétrica e, posteriormente, a comparação dos resultados obtidos, será apresentado neste capítulo, sendo este sistema proposto por Soares (2012). Os cálculos a serem realizados, conforme o capítulo 3, assim como a simulação serão realizados com o *software* MATLAB com a utilização do pacote *SymPowerSystems*. Assim, a simulação representará o sistema de distribuição real, servindo como referência para comparação dos resultados dos modelos matemáticos.

### 4.1 APRESENTAÇÃO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

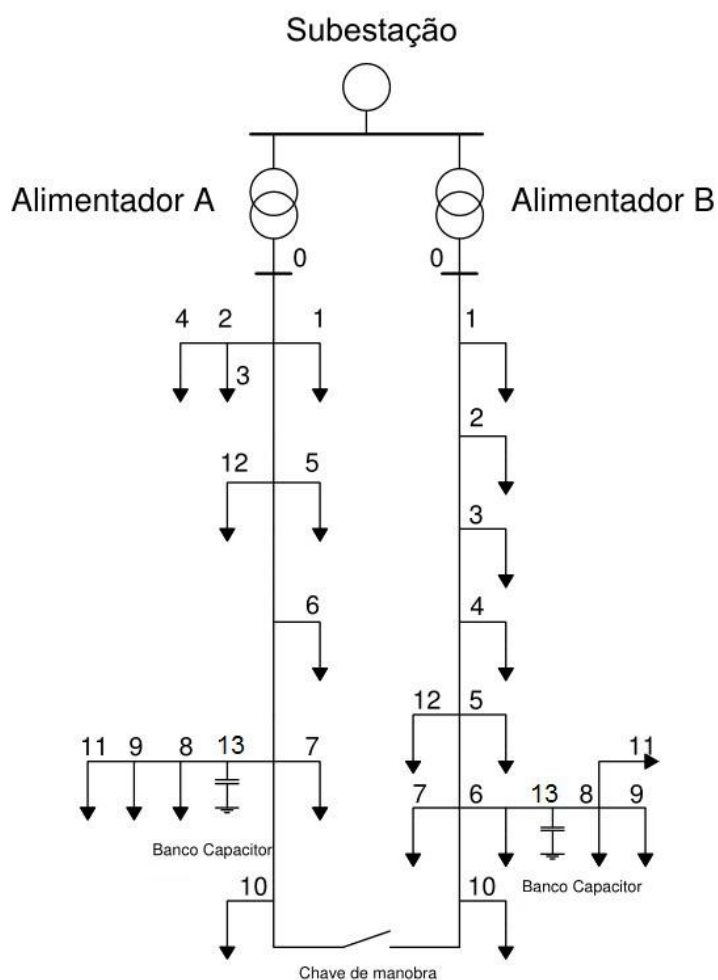
O sistema de distribuição proposto é um sistema existente de energia elétrica, de modo que as informações utilizadas na implementação dos cálculos e simulações são de um sistema real. Pertence a rede de distribuição primária do sistema de distribuição, atendendo a 203,8 mil unidades consumidoras, como pode ser observado na Figura 4.



**Figura 4: Localização do Sistema de Distribuição Elétrica.**  
Fonte: Soares (2012).



O sistema de distribuição é constituído por dois alimentadores, os quais pertencem a uma mesma subestação. Esses alimentadores apresentam características semelhantes e atendem cargas predominantemente residenciais. Cada alimentador possui um banco de capacitores, de  $1,2 \text{ MVAr}$  cada, localizados próximos a chave de manobra, neste caso será considerado inicialmente, o sistema operando de forma radial, com a chave aberta, e posteriormente com a chave fechada, ou seja, com os alimentadores operando em paralelo. Uma forma simplificada de apresentar o sistema de distribuição é representado na Figura 5.



**Figura 5: Representação unifilar do sistema de distribuição elétrica.**

Fonte: Autoria Própria

Para a realização da simulação e dos cálculos das perdas técnicas de energia elétrica, são utilizadas informações disponíveis referentes ao sistema de distribuição elétrica. Esses dados serão apresentados nas seções seguintes.

## 4.2 PARÂMETROS DO ALIMENTADOR A

Nesta seção são apresentados os dados relacionados ao alimentador A. A Tabela 3 apresenta os dados do transformador de distribuição pertencente ao alimentador A, conforme a Figura 5.

**Tabela 3: Dados nominais do transformador**

<b>Potência (MVA)</b>	25
<b>Tensão AT (kV)</b>	144,9
<b>Tensão BT (kV)</b>	13,8
<b>Corrente AT (A)</b>	96,61
<b>Corrente BT (A)</b>	1045,92
<b>Ligação</b>	Yyd

Fonte:(SOARES, 2012).

As Tabelas 4 e 5 apresentam dados dos ensaios de curto-circuito e a vazio, respectivamente, e a Tabela 6 mostra os dados de resistências e reatâncias, em *pu* do transformador.

**Tabela 4: Dados do ensaio de curto-circuito**

<b><math>V_{cc}</math> (kV)</b>	15,52
<b><math>P_{cc}</math> (kW)</b>	75,64
<b><math>I_{cc}</math> (A)</b>	99,61

Fonte:(SOARES, 2012).

**Tabela 5: Dados do ensaio a vazio**

<b><math>V_0</math> (kV)</b>	13,8
<b><math>P_0</math> (kW)</b>	19,91
<b><math>I_0</math> (A)</b>	1,2

Fonte:(SOARES, 2012).

A Figura 6 apresenta o circuito equivalente, por fase, do transformador de distribuição de 25 MVA. E os dados referentes a rede de distribuição do alimentador A são apresentados pela Tabela 7. Dessa maneira, é possível calcular o valor das impedâncias dos trechos que compõe o circuito através de seu comprimento, em km,

Tabela 6: Parâmetros em pu.

$r_{cc}$	$x_d$	$r_{fe}$	$x_m$
0,0030	0,1071	1255,9	1210,6

Fonte:(SOARES, 2012).

uma vez que são utilizados cabos CC-4/0, conforme a Tabela 7, cuja impedância é  $(0,1883 + j0,4084)\Omega/Km$ . Portanto, calcula-se a impedância do condutor seguindo a equação (24).

$$z = (0,1883 + j0,4084).L \quad (24)$$

Sendo  $L$  o comprimento do condutor em quilômetros (km).

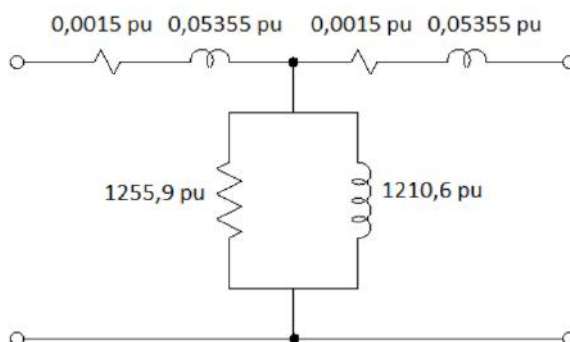


Figura 6: Circuito equivalente do transformador de 25 MVA.

Fonte: (SOARES, 2012)

Tabela 7: Dados da rede do alimentador A.

Trecho	Ponto	Potência (kVA)	Demanda Máx. (kVA)	Fp	Condutor	L (m)
00	00	-	-	-	240mm <sup>2</sup>	30
00-01	01	75	56	0,956	CC-4/0	283
01-02	02	0	0	0,956	CC-4/0	70
02-03	03	45	38	0,956	CC-4/0	140
02-04	04	225	152	0,956	CC-4/0	506
01-05	05	345	74	0,956	CC-4/0	494
05-06	06	5038	675	0,956	CC-4/0	580
06-07	07	645	76	0,956	CC-4/0	164
07-08	08	1763	260	0,956	CC-4/0	143
08-09	09	4850	720	0,956	CC-4/0	700
07-10	10	150	28	0,956	CC-4/0	90
09-11	11	6012	1147	0,956	CC-4/0	211
05-12	12	1762	290	0,956	CC-4/0	290

Fonte:(SOARES, 2012).

## 4.3 PARÂMETROS DO ALIMENTADOR B

As informações relacionadas ao alimentador B apresentam-se nas Tabelas abaixo. Os dados nominais referentes ao transformador são exibidos na Tabela 8.

**Tabela 8: Dados nominais do transformador**

<b>Potência (MVA)</b>	15
<b>Tensão AT (kV)</b>	144,9
<b>Tensão BT (kV)</b>	13,8
<b>Corrente AT (A)</b>	59,77
<b>Corrente BT (A)</b>	627,55
<b>Ligação</b>	Yyd

Fonte:(SOARES, 2012).

Nas Tabelas 9 e 10 são mostrados as informações dos ensaios de curto circuito e a vazio do transformador, respectivamente, e a Tabela 11 apresenta os valores de resistências e reatâncias, em *pu*.

**Tabela 9: Dados do ensaio de curto-circuito**

<b><math>V_{cc}</math> (kV)</b>	12,49
<b><math>P_{cc}</math> (kW)</b>	72,38
<b><math>I_{cc}</math> (A)</b>	99,61

Fonte:(SOARES, 2012).

**Tabela 10: Dados do ensaio a vazio**

<b><math>V_0</math> (kV)</b>	13,8
<b><math>P_0</math> (kW)</b>	23,63
<b><math>I_o</math> (A)</b>	4,068

Fonte:(SOARES, 2012).

A Figura 7 apresenta o circuito equivalente, por fase, do transformador de distribuição de 15 MVA. E os dados pertencentes a rede de distribuição do alimentador B são apresentadas pela Tabela 12. Assim como na seção anterior, calcula-se a impedância dos trechos do circuito do alimentador utilizando a equação (24) e a impedância dos cabos CC-4/0.

Tabela 11: Parâmetros em pu

$r_{cc}$	$x_d$	$r_{fe}$	$x_m$
0,0048	0,0861	634,9	159,08

Fonte:(SOARES, 2012).

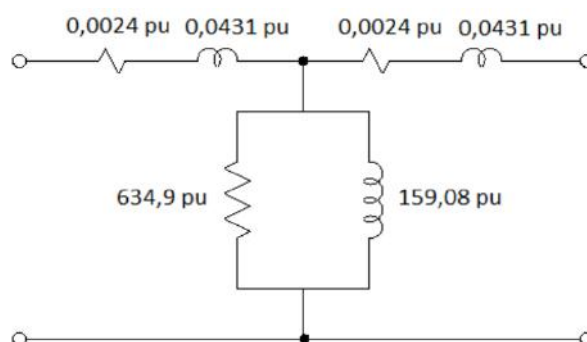


Figura 7: Circuito equivalente do transformador de 15 MVA.

Fonte: (SOARES, 2012)

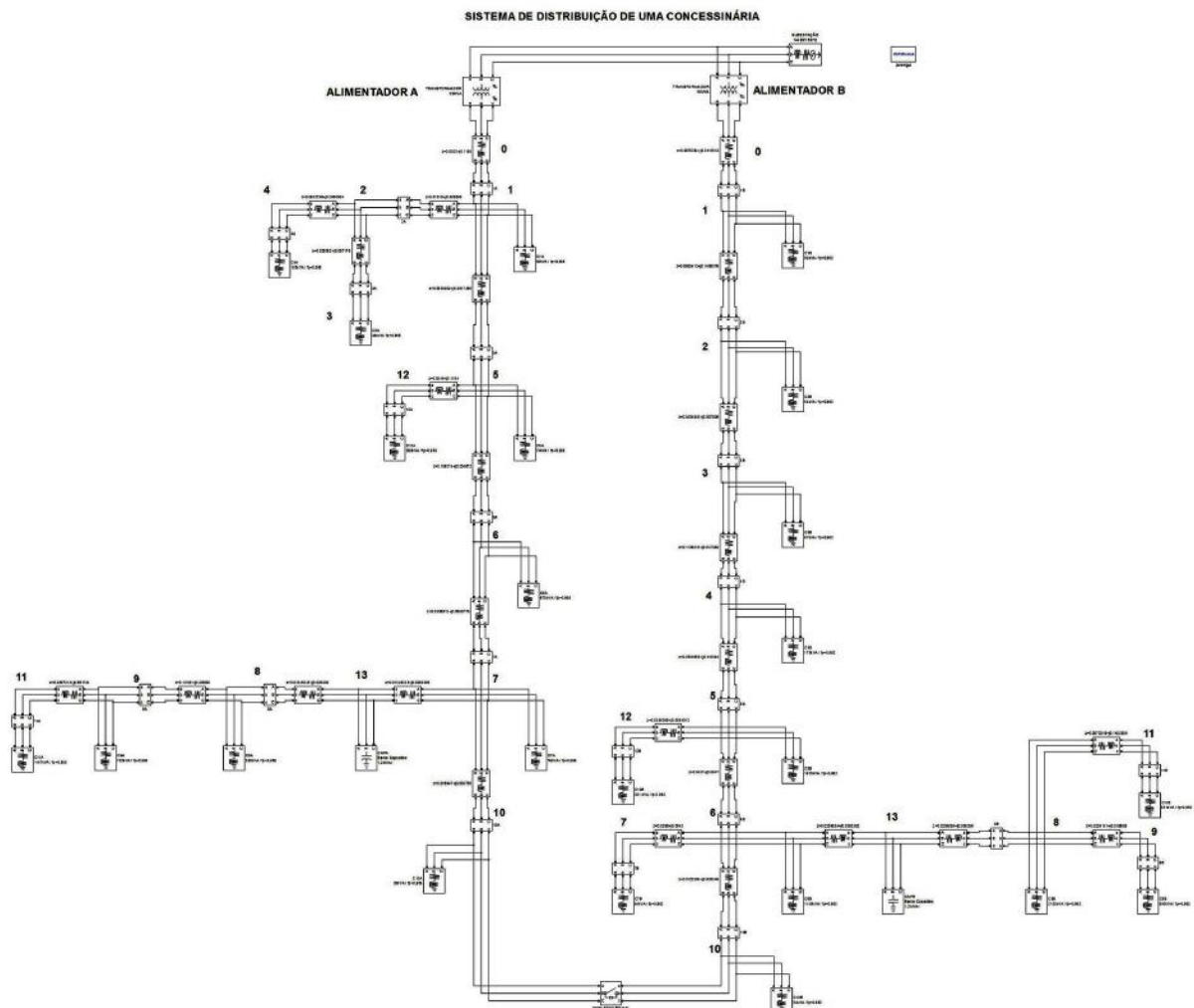
Tabela 12: Dados da rede do alimentador B

Trecho	Ponto	Potência (kVA)	Demanda Máx. (kVA)	Fp	Condutor	L (m)
00	00	-	-	-	CA – 336	30
00-01	01	112,5	92	0,962	CC-4/0	518
01-02	02	75	64	0,962	CC-4/0	364
02-03	03	90	67	0,962	CC-4/0	215
03-04	04	825	178	0,962	CC-4/0	605
04-05	05	5388	1675	0,962	CC-4/0	285
05-06	06	4800	1149	0,962	CC-4/0	232
06-07	07	675	64	0,962	CC-4/0	158
06-08	08	10584	2125	0,962	CC-4/0	276
08-09	09	6430	840	0,962	CC-4/0	127
06-10	10	225	54	0,962	CC-4/0	65
08-11	11	4957	631	0,962	CC-4/0	356
05-12	12	1375	321	0,962	CC-4/0	143

Fonte:(SOARES, 2012).

## 5 SIMULAÇÃO DAS PERDAS TÉCNICAS NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

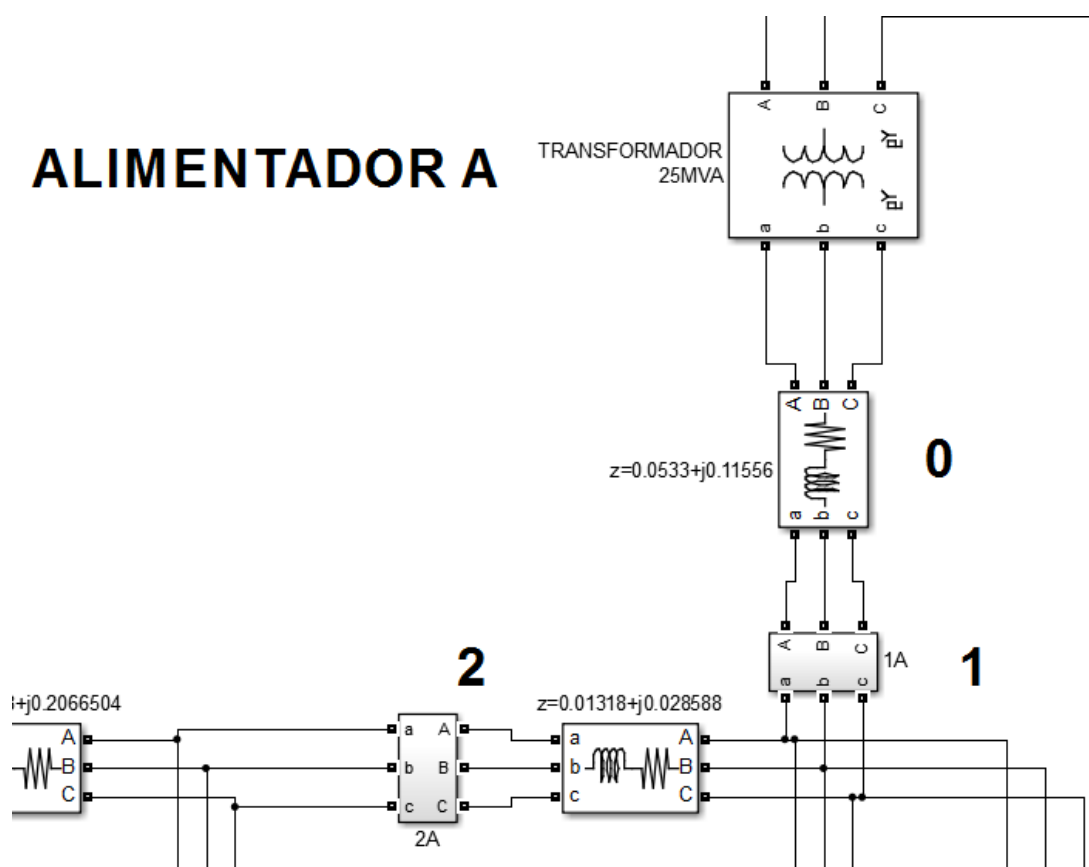
Para a realização da simulação do sistema de distribuição, Figura 5, utilizou-se o *software* MATLAB/SIMULINK com o pacote *SimPowerSystems*. Sendo assim, o sistema de distribuição proposto foi implementado conforme na Figura 8, onde para as cargas foram utilizados os dados de demanda máxima apresentados nas Tabelas 7 e 12.



**Figura 8: Sistema de distribuição implementado no *SimPowerSystems*.  
Fonte: Autoria própria**

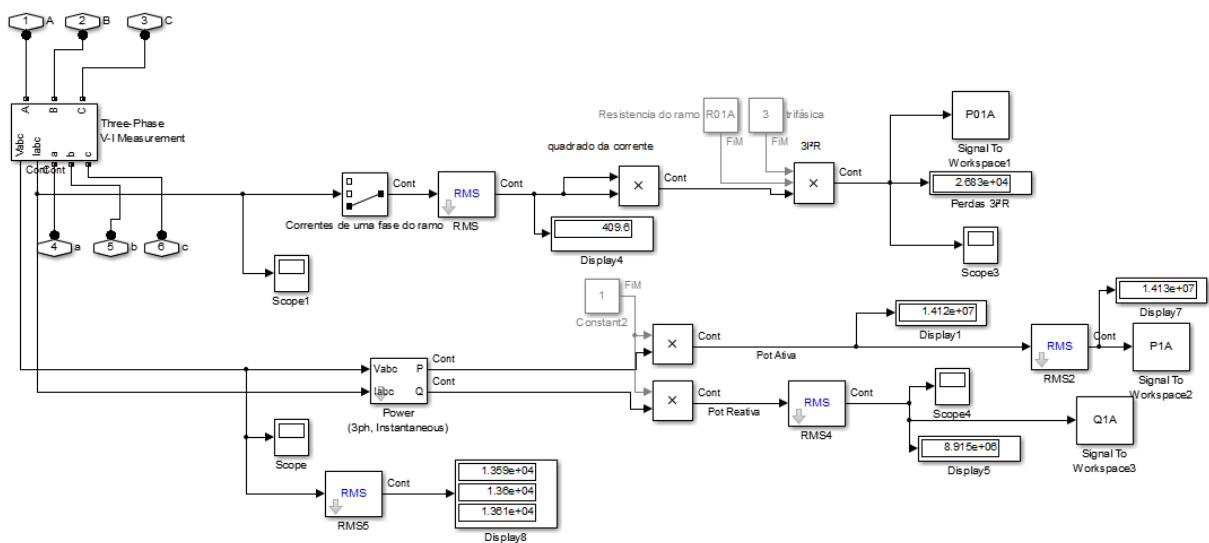
A simulação ocorreu utilizando um tempo de 0,5 segundos e considerando, inicialmente, a chave de manobra em posição aberta, com o sistema operando de

forma radial e, posteriormente essa chave é fechada para que o sistema opere em paralelismo. A partir disso, as medições das perdas técnicas são realizadas para ambos os casos com o objetivo de observar o comportamento das perdas em cada situação. Para isso, construiu-se um bloco de medição, podendo ser visto entre cada nó na Figura 8, ou em uma visão mais detalhada conforme a Figura 9.



**Figura 9: Detalhe dos blocos de medição 1A e 2A de perdas técnicas.**  
**Fonte: Autoria própria**

Esses blocos de medição realizam o cálculo das perdas técnicas e também apresentam a potência ativa e reativa em cada ramo medido, assim como as correntes e tensões *rms* em cada trecho. Essa medição das perdas técnicas de energia elétrica ocorreram com o uso de um medidor trifásico pertencente a biblioteca do *SimPowerSystems*, onde são obtidos os valores de corrente e tensão trifásicas. Em seguida, obteve-se o valor *rms* da corrente de uma fase e as perdas técnicas foram calculadas da mesma maneira que na equação (4), como pode ser observado na Figura 10. Para a realização desse cálculo, foram consideradas tensões de fase nas cargas do sistema simulado.



**Figura 10: Subsistema para o cálculo das perdas técnicas e medição de potência ativa e reativa referentes ao ramo 0-1 do alimentador A.**

Fonte: Autoria própria

As simulações do sistema de distribuição seguiram os seguintes passos:

- Duração de 0,5 segundos;
- A chave de manobra possui duas transições;
- Iniciando na posição aberta, ou seja, com o sistema operando de forma radial;
- Em 0,2 segundos a chave de manobra é fechada e os alimentadores passam a operar em paralelo;
- Em 0,4 segundos a chave de manobra abre e o sistema volta a operar de forma radial.

Durante a simulação do sistema de distribuição, foram realizadas leituras das tensões dos alimentadores A, conforme as Figuras 11 e 12. Nota-se que, quando o sistema passa a operar em paralelismo, entre os tempos de 0,2 e 0,4 segundos, ocorre uma redução nos níveis de tensão do alimentador A, onde a Figura 12 permite observar melhor essa queda de tensão.

No caso do alimentador B, de acordo com as leituras de tensão vistas nas Figuras 13 e 14, nota-se justamente o oposto do que aconteceu no alimentador A. Neste caso, quando os alimentados passam a operar em paralelo, ocorre um aumento nos níveis de tensão do alimentador B, o que fica visível na Figura 14.



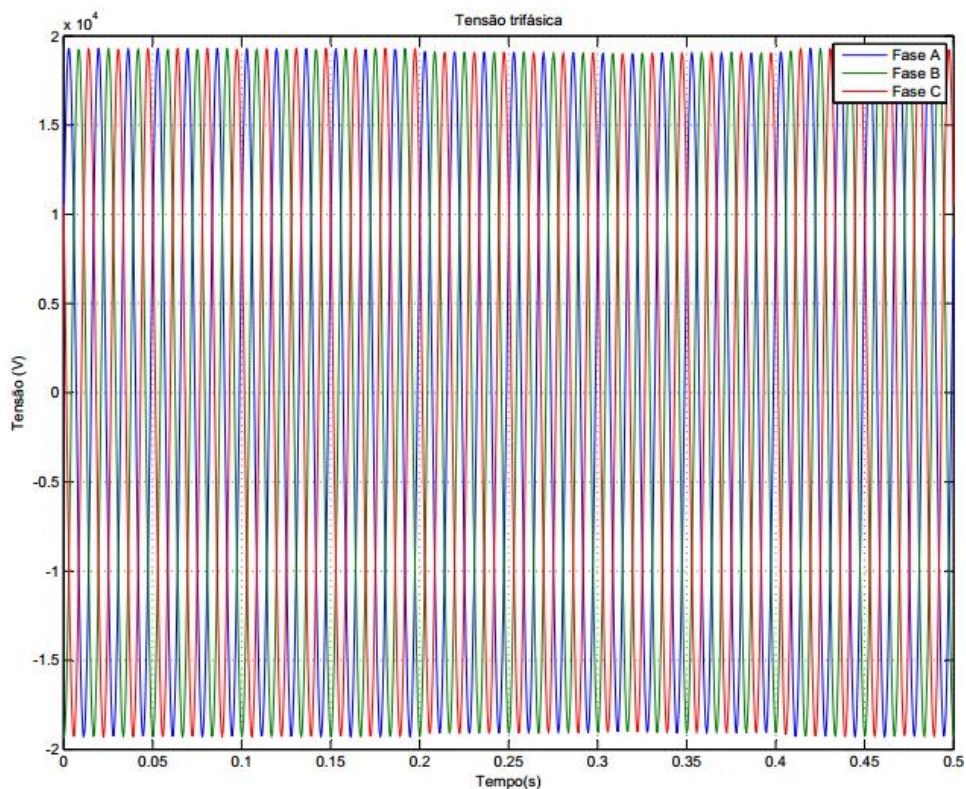


Figura 11: Tensão trifásica no secundário do alimentador A.  
Fonte: Autoria própria

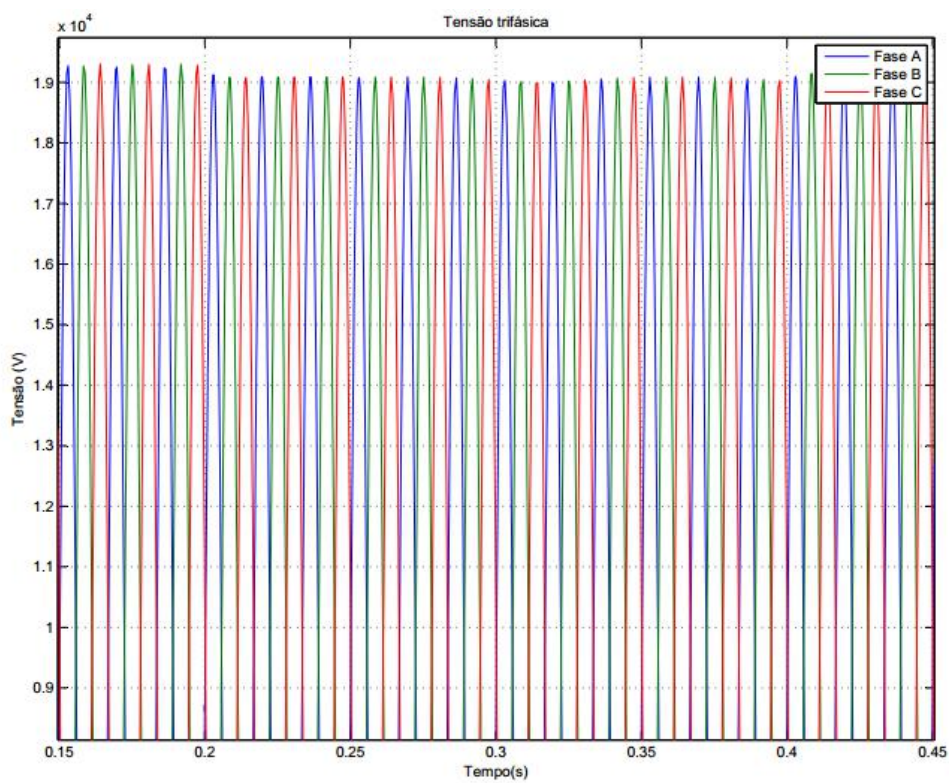


Figura 12: Aproximação na tensão trifásica no secundário do alimentador A.  
Fonte: Autoria própria

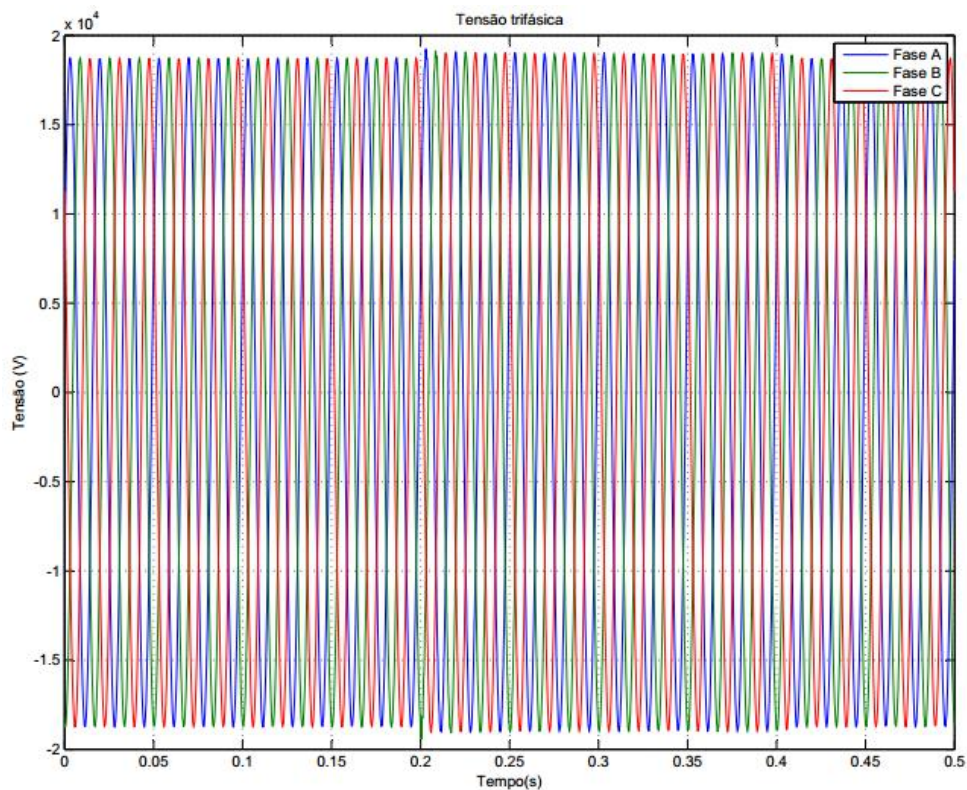


Figura 13: Tensão trifásica no secundário do alimentador B.  
Fonte: Autoria própria

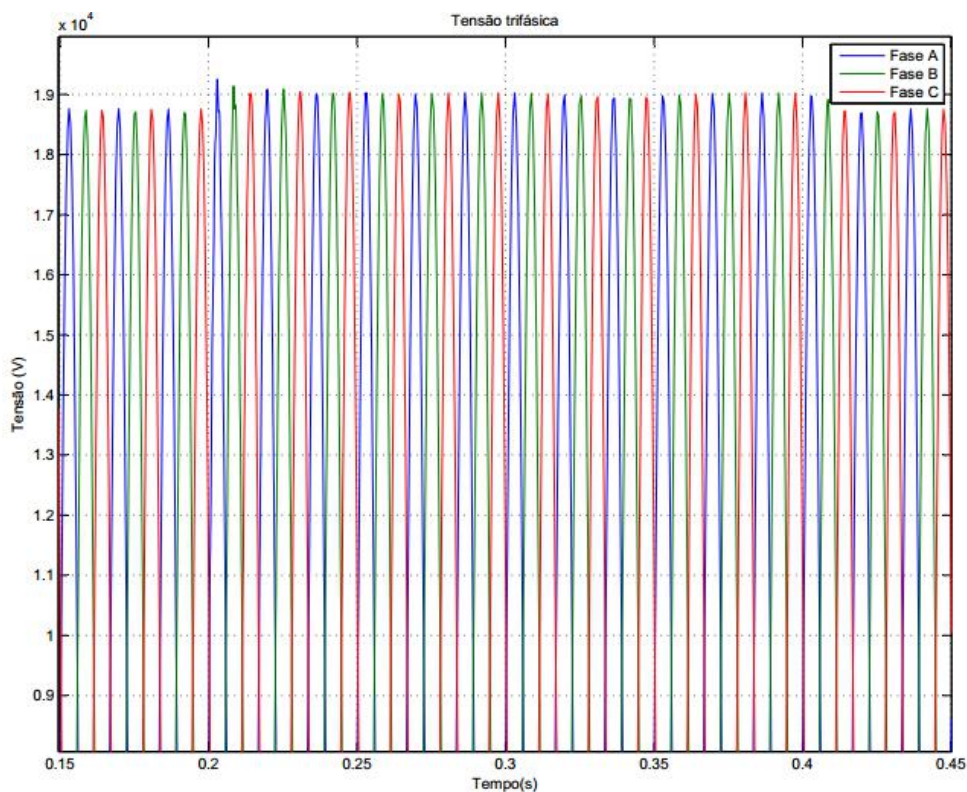
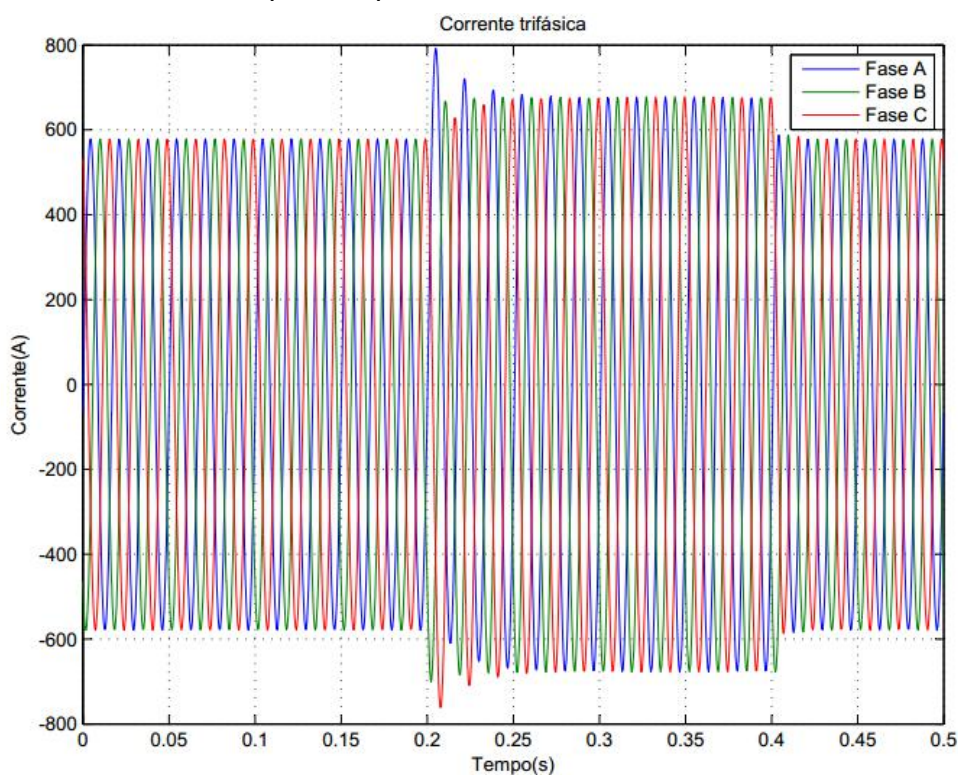


Figura 14: Aproximação na tensão trifásica no secundário do alimentador B.  
Fonte: Autoria própria

Foram realizadas também, as leituras das correntes trifásicas dos

alimentadores A e B, conforme as Figuras 15 e 16, respectivamente. Como pode ser observado, durante a operação em paralelo dos alimentadores, a corrente trifásica do alimentador A aumenta, enquanto que a corrente trifásica do alimentador B diminui.



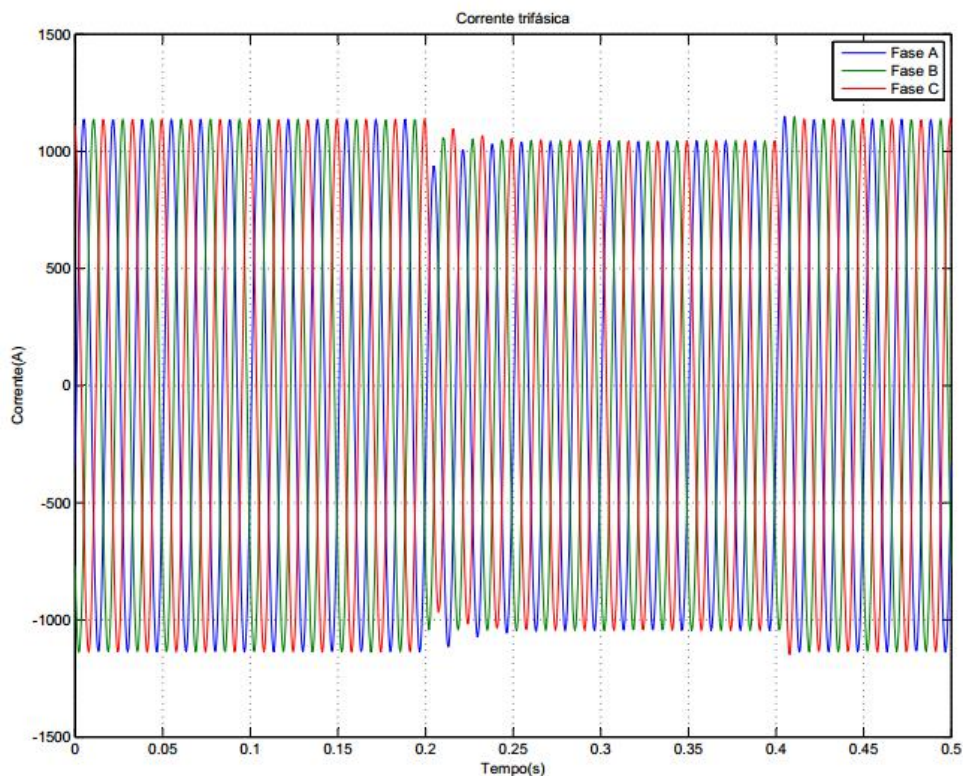
**Figura 15: Corrente trifásica no secundário do alimentador A.**

**Fonte: Autoria própria**

O motivo da variação dos níveis de corrente e tensão trifásicas, em ambos os alimentadores se dá pelo fato de que, quando os alimentadores passam a operar em paralelismo, ocorre uma redistribuição no fluxo de carga do sistema de distribuição. Ou seja, como o transformador do alimentador A possui uma potência nominal maior, de 25  $MVA_r$  com relação aos 15  $MVA_r$  do alimentador B, e não estar operando sobrecarregado, faz com que o alimentador A assumira parte da carga do alimentador B, o que provoca um aumento nas correntes trifásicas que circulam no alimentador A e, conseqüentemente, causa maiores quedas de tensões, diminuindo os níveis de tensão do alimentador A quando em operação paralela. Diante disso, o alimentador B sofre um alívio de carga, fazendo com que diminuam as correntes trifásicas que circulam no alimentador B, causando menores quedas de tensões e, conseqüentemente, levando a maiores níveis de tensão no alimentador B, quando o sistema está operando em paralelismo.

As Figuras 17 e 18, exibem a medição de tensão e corrente trifásica, respectivamente, na chave de manobra do sistema de distribuição. Conforme a Figura 17, nota-se que na reabertura da chave de manobra, em 0,4 segundos,





**Figura 16: Corrente trifásica no secundário do alimentador B.**  
**Fonte: Autoria própria**

ocorrem sobretensões trifásicas influenciadas pela presença dos bancos de capacitores de  $1,2 \text{ MVAr}$  em trechos próximos a chave de manobra. Observa-se também, de acordo com a Figura 18, sobrecorrentes trifásicas no fechamento da chave de manobra, em 0,2 segundos, uma vez que o transitório de corrente é inerente a manobras de chaveamento e, como para sobretensões, a proximidade dos bancos de capacitores atuam nos elevados picos de corrente durante o transitório (SOARES, 2012).

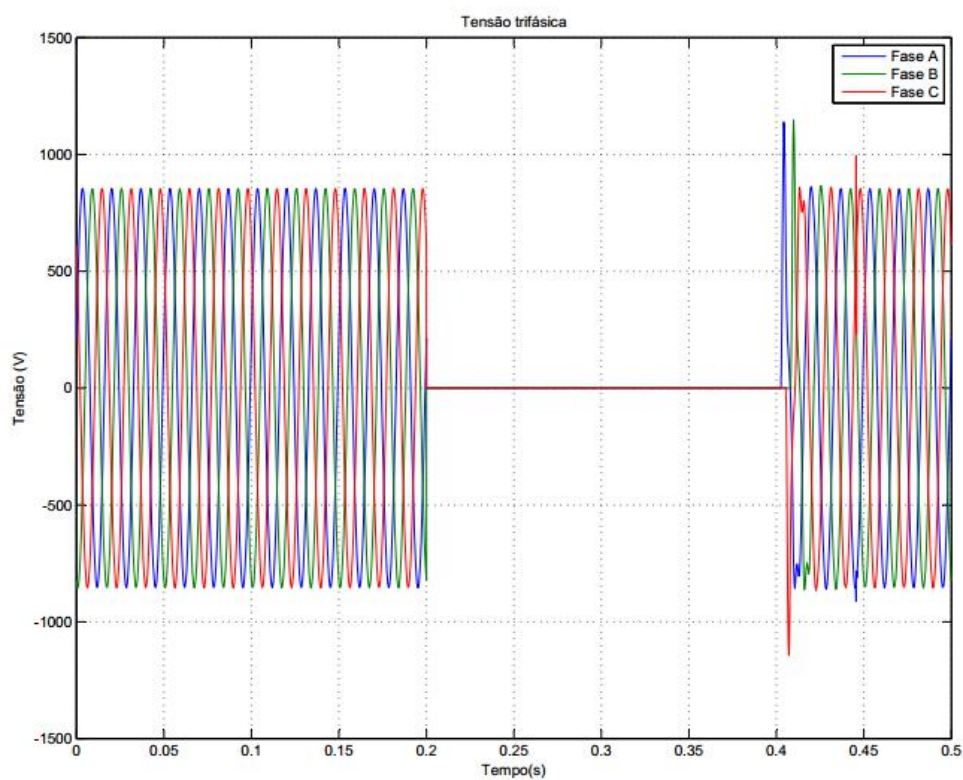


Figura 17: Tensão trifásica na chave de manobra.  
Fonte: Autoria própria

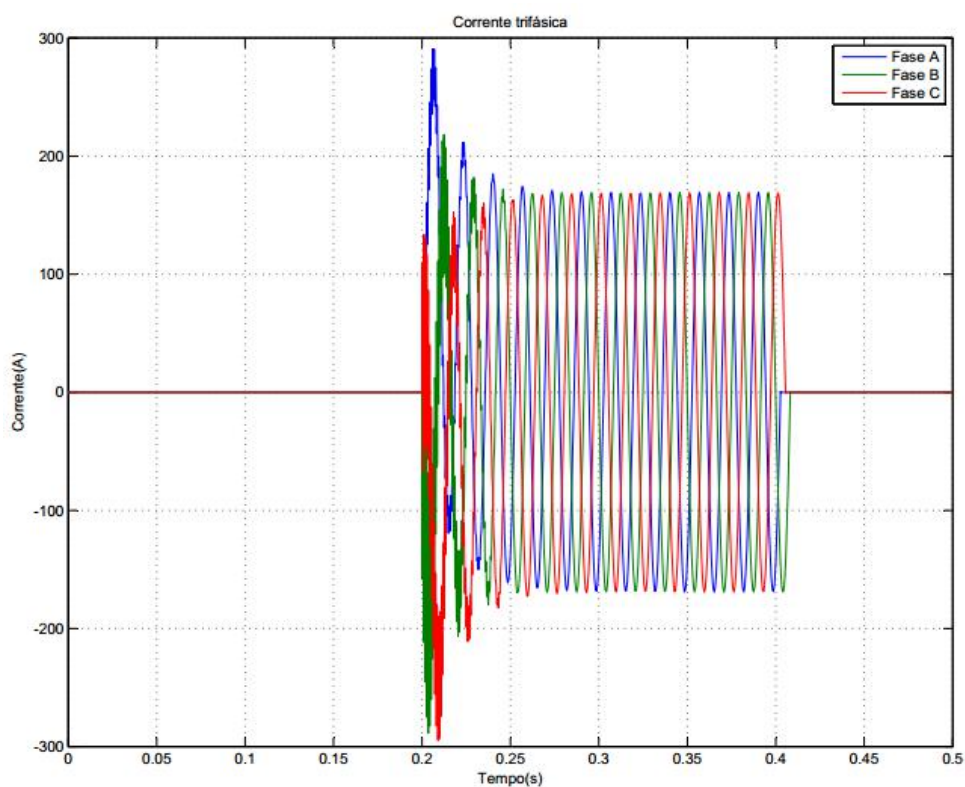


Figura 18: Corrente trifásica na chave de manobra.  
Fonte: Autoria própria

## 6 CÁLCULO DO FLUXO DE POTÊNCIA

Para calcular as perdas técnicas de energia elétrica utilizando os modelos, inicialmente é necessário obter dados de corrente e tensão do sistema de distribuição para, posteriormente, comparar os valores dos modelos com os da simulação. Logo, este capítulo apresenta um método de cálculo de fluxo de potência conhecido como técnica da soma das correntes.

De acordo com Kersting (2006), em função da rede de distribuição ser radial, técnicas utilizadas para o cálculo de fluxo de potência em sistemas de transmissão, como o método de Newton-Raphson ou do Gauss-Seidel por exemplo, não são utilizadas devido as baixas características de convergência para sistemas de distribuição. Nesse contexto, utiliza-se a técnica da soma das correntes, pelo fato de ser um método robusto e com boas características de convergência.

Esse método consiste em fazer varreduras no sistema, primeiramente a varredura a montante da rede, ou *backward sweep*, onde são determinados os valores das correntes de cada ramo e, posteriormente, a varredura a jusante da rede, ou *forward sweep*, onde são determinados os novos valores de tensão de cada barra. Essas varreduras são feitas até atingir uma convergência. Vale lembrar que este método é utilizado estritamente para redes radiais (DURCE, 2012).

Sendo assim, o processo para resolução dessa técnica, proposto por Kersting (2006) e Durce (2012), inicia com a determinação da tensão na barra de referência, que será a mesma tensão para as demais barras do sistema, em que essas tensões são de fase. A partir disso, é possível determinar as correntes nas cargas das barras:

$$I_n = \left( \frac{S_n}{V_n} \right)^* \quad (25)$$

Sendo:

- $I_n$  corrente da carga na barra n;
- $S_n$  potência aparente da carga na barra n;
- $V_n$  tensão na barra n.

Com as correntes das cargas definidas, pode-se iniciar a varredura a montante da rede (*backward sweep*), onde a soma das correntes é efetuada, com a aplicação da Lei de Kirchhoff, com início na última barra da rede até a subestação alimentadora de forma a obter o valor da corrente total do alimentador:

$$I_{n,n+1} = \sum_{i=1}^k I_{n,i} \quad (26)$$

Sendo:

- $I_{n,n+1}$  corrente no trecho n, n-1;
- $I_{n,k}$  conjunto de correntes que chegam na barra n.

Logo, com os valores de correntes nos ramos definidas, ocorre o processo de varredura a jusante da rede (*forward sweep*), em que as tensões nas barras são calculadas partindo da subestação até a ultima barra da rede, com a aplicação da Lei de Kirchhoff:

$$V_{n+1} = V_n - Z_{n,n+1} \cdot I_{n,n+1} \quad (27)$$

Sendo:

- $V_{n+1}$  tensão na barra n+1;
- $V_n$  tensão na barra n;
- $Z_{n,n+1}$  impedância no trecho n, n+1;
- $I_{n,n+1}$  corrente no trecho n, n+1.

Uma vez encontrado os valores de tensão nas barras, o teste de convergência é realizado através das diferença das magnitudes das tensões de cada iteração:

$$ERRO = ||V_n^{(1)}| - |V_n^{(0)}|| \quad (28)$$

sendo:

- $ERRO$  diferença entre as tensões de cada iteração, ou seja, se o erro for maior que a tolerância definida deve-se incrementar mais iterações. E caso o erro seja menor que a tolerância, o cálculo pára e a resposta foi definida;

- $|V_n^{(1)}|$  módulo da tensão na barra  $n$  da iteração posterior;
- $|V_n^{(0)}|$  módulo da tensão na barra  $n$  da iteração anterior.

Diante disso, o cálculo do fluxo de potência para o sistema de distribuição proposto pelo método da soma das correntes seguiu o algoritmo abaixo, utilizando a representação unifilar do sistema de distribuição da Figura 5 e considerando a chave de manobra aberta, ou seja, com o sistema operando de forma radial:

1. Considerou-se barra como sendo cada nó do sistema de distribuição, onde a barra 0 é a barra de referência, e a tensão em todas as barras foram definidas inicialmente com uma tensão de linha ( $V_l$ ) de 13,8 kV, logo a tensão de fase ( $V_f$ ) foi alcançada através da equação:

$$V_f = \frac{V_l}{\sqrt{3}} \quad (29)$$

2. Calcularam-se as correntes nas cargas de cada barra com a equação (25);
3. Iniciou-se a varredura a montante (*backward sweep*), conforme a equação (26), e foi obtida as correntes de cada trecho;
4. Com as correntes dos trechos, foi realizada a varredura a jusante (*forward sweep*), seguindo a equação (27), em que foi definido os valores das tensões em cada barra;
5. O teste de convergência foi feito até que o erro da equação (28) fosse menor que uma tolerância de 0,001, onde foram necessárias quatro iterações para atingir esse erro.



## 7 RESULTADOS

Neste capítulo serão apresentados os resultados dos cálculos realizados através dos modelos matemáticos com os dados adquiridos pela técnica da soma das correntes, e também as respostas adquiridas por meio da simulação do sistema de distribuição elétrica proposto. Como não há dados de consumo disponíveis relacionados ao sistema de distribuição, foram utilizados os modelos A e E para a comparação com os resultados das simulações.

A apresentação dos resultados será dividida em duas etapas. Primeiramente, são apresentados valores obtidos por meio das simulações, assim como alguns gráficos. Sequentemente, os dados referentes ao fluxo de potência, utilizando a técnica da soma das correntes, são apresentados juntamente com as soluções dos modelos A e E.

### 7.1 RESULTADOS DA SIMULAÇÃO

Por meio das tabelas abaixo, é possível observar os valores de corrente e tensão em cada barra do sistema de distribuição elétrica, e as perdas técnicas instantâneas em cada trecho da rede, obtidos por meio da simulação no SIMULINK. A Tabela 13 contém os valores das perdas do alimentador A operando de forma radial, ou seja, com a chave de manobra aberta, e a Tabela 14 mostra os valores para o sistema operando em paralelismo.

Para o alimentador B, as Tabelas 15 e 16 apresentam os resultados das perdas técnicas para o sistema operando com a chave de manobra aberta e, posteriormente, com a chave fechada, respectivamente.

Uma análise gráfica a respeito do comportamento das perdas é apresentada nas Figuras 19 (a) e (b), relativo ao trecho 0-1 dos alimentadores A e B, respectivamente. Verifica-se que, quando o sistema passa a operar em paralelismo, entre 0,2 e 0,4 segundos, as perdas do alimentador A aumentam, enquanto que as perdas do alimentador B diminuem. Da mesma maneira que observado nas Tabelas, o alimentador A assume parte da carga do alimentador B, o que eleva a corrente do alimentador A e, conseqüentemente, causa um aumento nas perdas do alimentador

Tabela 13: Perdas técnicas do alimentador A para o sistema operando de forma radial.

<b>Alimentador A - operação radial</b>				
<b>Ramo</b>	<b>Perdas (kW)</b>	<b>Corrente (A)</b>	<b>Barra</b>	<b>Tensão (kV)</b>
00-01	26,805	409,7	1	13,59
01-02	0,0217885	23,46	2	13,58
02-03	0,0017451	4,695	3	13,58
02-04	0,1006475	18,77	4	13,57
01-05	40,324	380,4	5	13,53
05-12	0,2083971	35,68	12	13,52
05-06	37,410	338,1	6	13,51
06-07	6,4296	263,6	7	13,52
07-13	2,5798	252,6	13	13,53
13-08	2,6945	258	8	13,51
08-09	20,196	226	9	13,33
09-11	2,2918	138,7	11	13,29
07-10	0,0006015	3,445	10	13,52
<b>Total</b>	<b>139,060</b>			

Fonte: Autoria própria.

Tabela 14: Perdas técnicas do alimentador A para o sistema operando em paralelismo.

<b>Alimentador A - operação paralela</b>				
<b>Ramo</b>	<b>Perdas (kW)</b>	<b>Corrente (A)</b>	<b>Barra</b>	<b>Tensão (kV)</b>
00-01	36,775	480,7	1	13,39
01-02	0,0210582	23,12	2	13,38
02-03	0,0016866	4,626	3	13,38
02-04	0,0972737	18,49	4	13,37
01-05	56,435	450,8	5	13,2
05-12	0,1971692	34,78	12	13,18
05-06	54,115	407,4	6	13,01
06-07	9,9669	328,7	7	12,98
07-13	2,3662	242,4	13	12,99
13-08	2,4714	247,6	8	12,96
08-09	18,524	216,9	9	12,79
09-11	2,102	133,2	11	12,76
07-10	0,7613596	122,8	10	12,96
<b>Total</b>	<b>183,830</b>			

Fonte: Autoria própria.

A. Enquanto que no alimentador B ocorre o oposto, uma vez que esse alimentador sofre um alívio de carga, reduzindo as correntes do alimentador B e, causando uma redução nas perdas desse alimentador, quando o sistema opera em paralelismo.

Tabela 15: Perdas técnicas do alimentador B para o sistema operando radialmente.

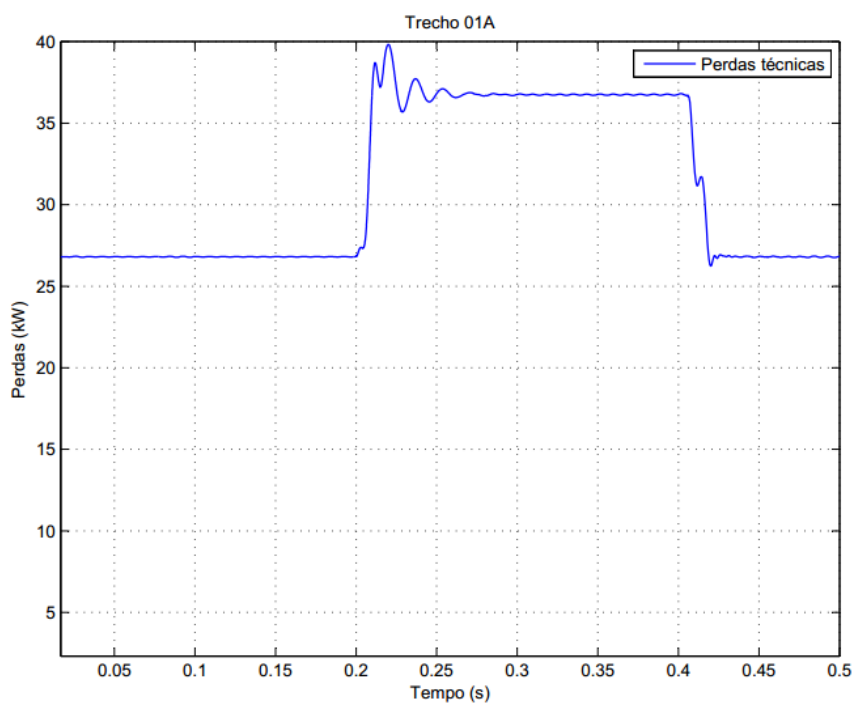
<b>Alimentador B - operação radial</b>				
<b>Ramo</b>	<b>Perdas (kW)</b>	<b>Corrente (A)</b>	<b>Barra</b>	<b>Tensão (kV)</b>
00-01	189,210	804,5	1	13,13
01-02	129,720	793,6	2	12,92
02-03	75,043	786,2	3	12,85
03-04	206,910	778,4	4	12,69
04-05	92,537	758,1	5	12,61
05-12	0,1094191	36,83	12	12,61
05-06	37,346	534	6	12,57
06-07	0,0047881	7,319	7	12,57
06-13	12,164	395,1	13	12,55
13-08	13,103	409,9	8	12,53
08-09	0,6570079	95,73	9	12,53
08-11	1,0385	71,88	11	12,52
06-10	0,0013954	6,175	10	12,57
<b>Total</b>	<b>757,844</b>			

Fonte: Autoria própria.

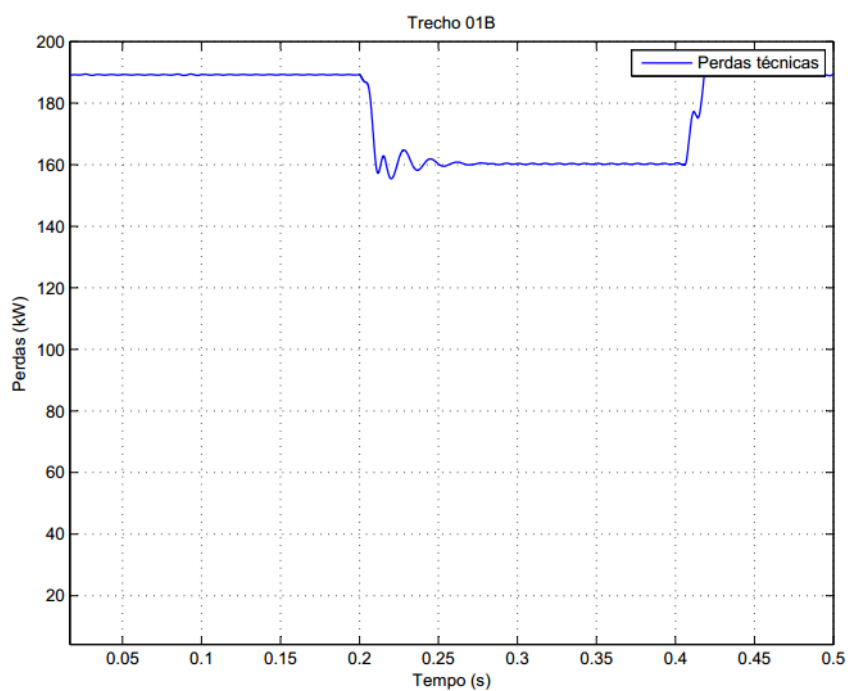
Tabela 16: Perdas técnicas do alimentador B para o sistema operando em paralelismo.

<b>Alimentador B - operação paralela</b>				
<b>Ramo</b>	<b>Perdas (kW)</b>	<b>Corrente (A)</b>	<b>Barra</b>	<b>Tensão (kV)</b>
00-01	160,370	742,3	1	13,37
01-02	109,690	731,4	2	13,25
02-03	63,351	723,9	3	13,2
03-04	174,360	716,2	4	13,06
04-05	77,608	695	5	12,99
05-12	0,1154423	37,91	12	12,99
05-06	29,353	474,5	6	12,96
06-07	0,0050607	7,541	7	12,95
06-13	12,856	407	13	12,94
13-08	13,848	422,3	8	12,92
08-09	0,6944116	98,64	9	12,92
08-11	1,0976	74,07	11	12,91
06-10	0,4784359	114,6	10	12,96
<b>Total</b>	<b>643,827</b>			

Fonte: Autoria própria.



(a) Alimentador A



(b) Alimentador B

Figura 19: Comportamento das perdas do trecho 0-1 de cada alimentador.

Fonte: Autoria própria

## 7.2 FLUXO DE POTÊNCIA

Utilizando os valores de tensão e corrente alcançados através da técnica da soma de correntes, foi possível calcular as perdas técnicas do sistema de distribuição proposto utilizando os modelos A e E. Esses resultados serão comparados, posteriormente, com os valores obtidos por meio da simulação do sistema de distribuição, de modo a verificar a viabilidade dos modelos matemáticos A e E.

### 7.2.1 MODELO A

Utilizando a equação (4), foram calculadas as perdas técnicas do sistema de distribuição. Para isso, foi considerado o parâmetro  $\Delta t$  como unitário ( $\Delta t=1$ ), uma vez que a intenção foi de alcançar valores de perdas técnicas instantâneas.

Sendo assim, as Tabelas 17 apresenta os resultados do modelo A para o alimentador A.

**Tabela 17: Perdas técnicas do alimentador A para o modelo A.**

<b>Alimentador A - operação radial</b>				
<b>Ramo</b>	<b>Perdas (kW)</b>	<b>Corrente (A)</b>	<b>Barra</b>	<b>Tensão (kV)</b>
00-01	28,985	425,7559	1	13,778
01-02	0,0226041	23,8916	2	13,777
02-03	0,0018078	4,7776	3	13,776
02-04	0,1044528	19,1141	4	13,774
01-05	43,896	396,6511	5	13,747
05-12	0,21877923	36,5465	12	13,744
05-06	41,091	354,1627	6	13,718
06-07	7,1827	278,3586	7	13,715
07-13	2,8914	267,1917	13	13,713
13-08	2,9465	269,7255	8	13,707
08-09	22,185	236,8724	9	13,657
09-11	2,5235	145,5615	11	13,648
07-10	0,0006340	3,5362	10	13,714
<b>Total</b>	<b>152,050</b>			

**Fonte: Autoria própria.**

No caso do alimentador B, os resultados do modelo A são mostrados por meio da Tabela 18. Como a técnica da soma das correntes é utilizada apenas para sistemas de distribuição operando de forma radial, o cálculo do modelo matemático A restringiu-se apenas aos alimentadores A e B operando de forma radial.

Tabela 18: Perdas técnicas do alimentador B para o modelo A .

Alimentador B - operação radial				
Ramo	Perdas (kW)	Corrente (A)	Barra	Tensão (kV)
00-01	243,560	912,5229	1	13,682
01-02	167,300	900,9680	2	13,601
02-03	96,867	892,8934	3	13,555
03-04	267,280	884,4192	4	13,427
04-05	119,640	861,7544	5	13,370
05-12	0,1395813	41,5888	12	13,368
05-06	48,540	608,4812	6	13,342
06-07	0,0061717	8,3087	7	13,341
06-13	15,847	450,7431	13	13,332
13-08	17,079	467,9375	8	13,313
08-09	0,8568784	109,3201	9	13,309
08-11	1,3564	82,1480	11	13,304
06-10	0,0017987	7,0103	10	13,342
<b>Total</b>	<b>978,470</b>			

Fonte: Autoria própria.

De forma a verificar a viabilidade do modelo A, foi realizado um cálculo para observar a diferença percentual dos resultados do modelo A em relação aos dados obtidos através da simulação. Sendo assim, utilizou-se a equação (30).

$$P(\%) = \frac{M - S}{S} \cdot 100 \quad (30)$$

Sendo:

- $P(\%)$  diferença percentual;
- $M$  resultados do modelo matemático;
- $S$  resultados da simulação.

Nesse contexto, foi realizado o cálculo da diferença percentual para cada um dos ramos do sistema de distribuição proposto. Para o alimentador A, a Tabela 19 apresenta a variação encontrada para os valores das perdas técnicas, correntes e tensões do modelo A com relação a simulação. Sendo assim, com relação as perdas, a maior variação ocorreu para o ramo 07-13 com cerca de 12% de variação entre os resultados, sendo que o somatório das perdas do sistema sofreu uma diferença de 9,3413%. Além disso, a variação percentual passa a ser menor para os resultados das correntes e tensões do sistema. Logo, é possível identificar uma aproximação significativa dos resultados do modelo A com relação à simulação do sistema, para o alimentador A.

**Tabela 19: Diferença percentual dos resultados do modelo A com relação à simulação para o alimentador A.**

<b>Alimentador A - operação radial</b>				
<b>Ramo</b>	<b>Perdas (%)</b>	<b>Corrente (%)</b>	<b>Barra</b>	<b>Tensão (%)</b>
00-01	8,1328	3,9189	1	1,3834
01-02	3,7433	1,8397	2	1,4507
02-03	3,5929	1,7593	3	1,4433
02-04	3,7808	1,8332	4	1,5033
01-05	8,8582	4,2721	5	1,6038
05-12	4,9819	2,4285	12	1,6568
05-06	9,8396	4,7509	6	1,5396
06-07	11,7130	5,5989	7	1,4275
07-13	12,0785	5,7766	13	1,3525
13-08	9,3524	4,5448	8	1,4582
08-09	9,8485	4,8108	9	2,4531
09-11	10,1100	4,9470	11	2,6938
07-10	5,4032	2,6473	10	1,4349
<b>Total</b>	<b>9,3413</b>			

**Fonte: Autoria própria.**

Para o alimentador B, a Tabela 20 apresenta a diferença percentual dos resultados das perdas técnicas, correntes e tensões do modelo A com relação a simulação.

**Tabela 20: Diferença percentual dos resultados do modelo A com relação à simulação para o alimentador B.**

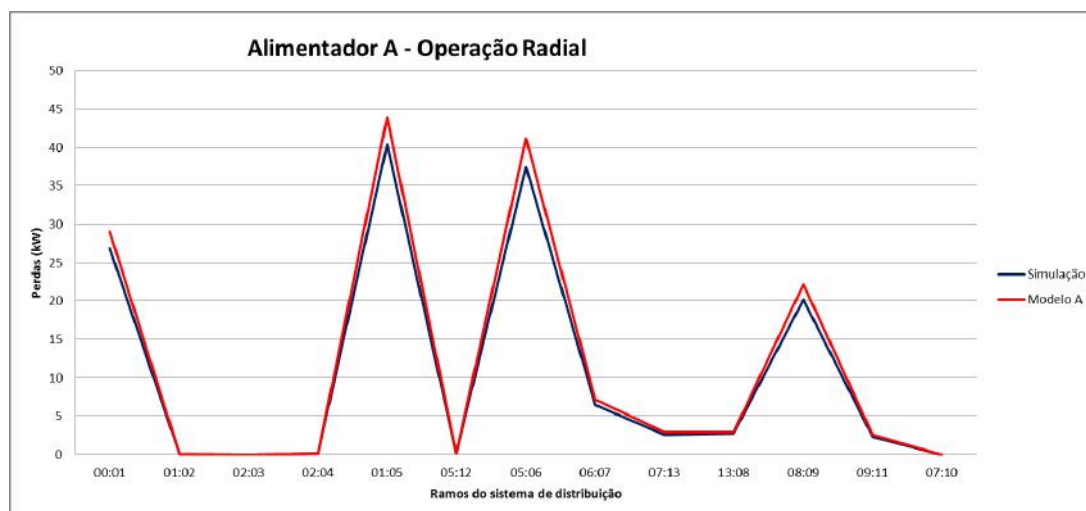
<b>Alimentador B - operação radial</b>				
<b>Ramo</b>	<b>Perdas (%)</b>	<b>Corrente (%)</b>	<b>Barra</b>	<b>Tensão (%)</b>
00-01	28,7247	13,4273	1	4,2041
01-02	28,9701	13,5292	2	5,2709
02-03	29,0820	13,5708	3	5,4864
03-04	29,1769	13,6201	4	5,8077
04-05	29,2888	13,6729	5	6,0270
05-12	27,5658	12,9210	12	6,0111
05-06	29,9738	13,9478	6	6,1416
06-07	28,8966	13,5223	7	6,1337
06-13	30,2779	14,0833	13	6,2311
13-08	30,3442	14,1589	8	6,2490
08-09	30,4213	14,0165	9	6,2171
08-11	30,6115	14,2849	11	6,2620
06-10	28,9021	13,5271	10	6,1416
<b>Total</b>	<b>29,1123</b>			

**Fonte: Autoria própria.**

Neste caso, nota-se uma variação maior dos resultados, onde ocorreu

uma variação de 29,1123% para o somatório das perdas técnicas, essa diferença maior é identificada para as correntes e tensões do alimentador B. No entanto, deve-se atentar ao fato de que a diferença percentual dos resultados do alimentador B possuem uma variação semelhante em todos os ramos do sistema. Para isso, deve-se levar em consideração que a técnica da soma das correntes não utiliza todos os dados do sistema de distribuição proposto, como impedância interna dos transformadores e, resistência e reatância de magnetização, sendo que essas informações são utilizadas para a simulação. Soma-se a isso, o transformador do alimentador B possui valores diferentes para impedância interna, resistência e reatância de magnetização do transformador do alimentador A, conforme as seções 4.2 e 4.3. Logo, isso certamente causou as diferenças percentuais observadas nas Tabelas 19 e 20.

Buscando evidenciar melhor a comparação dos resultados do modelo A com relação aos dados da simulação, a Figura 20 apresenta um gráfico com os resultados de ambos os casos para o alimentador A. É possível observar que, a curva dos resultados da simulação e a curva dos resultados do modelo A possuem um mesmo percurso, possuindo apenas um erro apresentado na Tabela 19.



**Figura 20: Comparação das respostas do modelo A com relação à simulação para o alimentador A.**

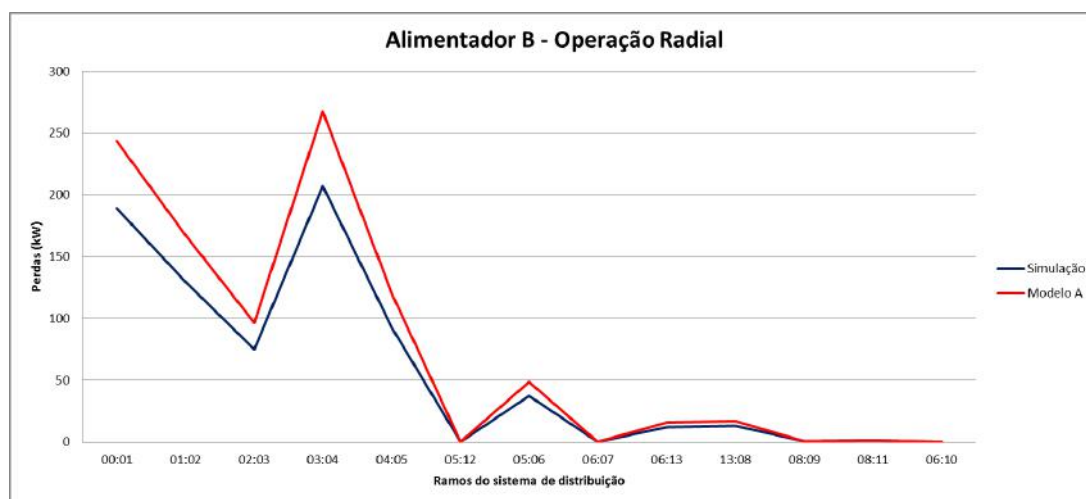
**Fonte: Autoria própria**

Da mesma maneira, a Figura 21 contém um gráfico com a comparação dos resultados do modelo A com relação aos dados da simulação para o Alimentador B. Onde, neste caso, nota-se um defasagem maior entre as curvas da simulação e do modelo A, mas ainda assim as curvas seguem um mesmo percurso.

Desse modo, através dos gráficos apresentados fica evidente o que foi



observado por meio das Tabelas 19 e 20, ou seja, as curvas do modelo A e da simulação apresentam um mesmo comportamento, tanto para o alimentador A quanto para o alimentador B. Nesse sentido, esse erro entre as curvas ocorre pelo fato da técnica da soma das correntes não considerar alguns dados referentes ao sistema de distribuição proposto, sendo que essas informações são utilizadas para a realização simulação.



**Figura 21: Comparação das respostas do modelo A com relação à simulação para o alimentador B.**

**Fonte: Autoria própria**

## 7.2.2 MODELO E

Assim como no modelo A, não foram calculadas as perdas técnicas do sistema de distribuição operando em paralelo para o modelo E. Primeiramente, foi necessário fazer uma análise antes da resolução deste modelo, uma vez que o modelo E é utilizado para o cálculo para sistemas com estrutura semelhante ao da Figura 19.

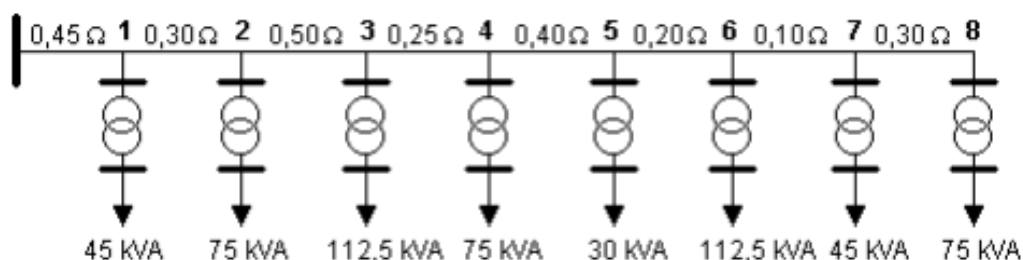


Figura 22: Exemplo de um sistema elétrico.

Fonte: (SOARES, 2012)

Onde, conforme a Figura 19, o modelo E foi proposto para o caso em que não estão disponíveis dados da carga dos transformadores do sistema de distribuição. No entanto, para o sistema de distribuição proposto, são disponíveis apenas os dados das cargas e não dos transformadores que rebaixam a tensão da rede primária para a rede secundária. Portanto adotaram-se os seguintes fatores para o cálculo com relação as equações (19) e (20):

- $S_{ni}$  e  $S_{nj}$  potência nominal das cargas do sistema, contidas nas Tabelas 7 e 12 como Demanda ( $kVA$ );
- $R_i$  resistência do trecho  $i$ ;
- E, como os dados referentes aos transformadores rebaixadores da tensão da rede primária para rede secundária não foram disponibilizados para o sistema de distribuição proposto, e a resistência equivalente dos transformadores de cada alimentador acabaram sendo pequenas, sem ocasionar mudanças significativas na resposta, o parâmetro  $R_{eT}$ , equação (20), foi desconsiderado.

Logo, com o sistema operando de maneira radial e considerando os fatores anteriormente citados, foi calculada a resistência equivalente do sistema de distribuição por meio da equação (19). Em seguida, utilizando a equação (23), onde  $T$  é unitário para encontrar as perdas instantâneas, as perdas técnicas para o modelo

E são exibidas na Tabela 21.

**Tabela 21: Perdas técnicas dos alimentadores A e B relacionados ao modelo E.**

<b>Operação Radial</b>	
<b>Alimentador A</b>	<b>Alimentador B</b>
<b>Perdas (kW)</b>	
177,440	462,470

**Fonte: Autoria própria.**

Neste caso em particular, não é possível realizar o cálculo das perdas técnicas para cada trecho separadamente, como realizado no modelo A, pelo fato de que o modelo E não possibilita o cálculo das perdas técnicas independente para cada um dos elementos de rede, somente para o conjunto de trechos das linhas de distribuição do sistema. Em função disso, o cálculo foi realizado de forma a obter as perdas técnicas do conjunto de todos os trechos do sistema proposto.

Utilizando a equação (30), foi possível identificar a diferença percentual entre os resultados obtidos por meio do modelo E com relação aos dados da simulação, conforme a Tabela 22. Nesse caso, ocorreu uma diferença de cerca de 27% para os resultados do alimentador A, enquanto que para o alimentador B foi de -38,9756%. A diferença percentual negativa ocorre pelo fato do resultado do modelo E ser menor que o valor encontrado na simulação.

**Tabela 22: Diferença percentual dos resultados do modelo E com relação a simulação para os alimentadores A e B.**

<b>Operação radial</b>	
<b>Alimentador A</b>	<b>Alimentador B</b>
<b>Perdas (%)</b>	
27,5996	-38,9756

**Fonte: Autoria própria.**

## 8 CONCLUSÃO

Os modelos matemáticos utilizados são baseados no trabalho do Soares (2003), onde apenas foram utilizados para uma aplicação teórica, em sistemas com linearidade. No caso desta monografia, os modelos matemáticos foram utilizados para o cálculo das perdas técnicas em um sistema de distribuição real, sistema esse proposto por Soares (2012), em que a precisão desses modelos foi verificada através da simulação do sistema de distribuição real.

Nesse contexto, este estudo de utilização de modelos matemáticos para identificação das perdas técnicas nos sistemas de distribuição tem sua importância pautada no sentido de ser possível realizar o cálculo das perdas técnicas antes da implementação do sistema de distribuição. Nesse contexto, as concessionárias poderão optar pelo modelo matemático mais adequado, com relação às informações disponíveis sobre o sistema de distribuição e, a partir disso, buscar estratégias para minimizar as perdas técnicas antes mesmo da instalação do sistema de distribuição.

É importante citar que, para o cálculo dos modelos matemáticos, utilizou-se de dados do fluxo de potência referentes à técnica da soma das correntes, onde alguns parâmetros não são considerados, como as impedâncias internas dos transformadores e suas resistências e reatâncias de magnetização, por exemplo, dados esses que são utilizados para a simulação do sistema de distribuição proposto. Diante disso, já era esperado que ocorressem diferenças entre os valores da simulação com relação aos resultados dos modelos matemáticos. Soma-se a isso, que devido à proximidade dos dados alcançados por meio dos modelos matemáticos com os resultados da simulação, considera-se que os modelos matemáticos também sejam válidos para o cálculo das perdas técnicas para o sistema operando em paralelismo.

Com relação ao modelo A, é possível observar que os resultados das perdas técnicas, tanto do alimentador A quanto do alimentador B, obtiveram semelhança com os resultados da simulação do sistema de distribuição proposto. Isso já era esperado, uma vez que o modelo A utiliza dados de fluxo de potência da rede, o que confere uma grande precisão a este modelo. Uma outra vantagem do modelo A, é a possibilidade de determinar as perdas técnicas em cada elemento do

sistema, ou seja, a concessionária pode buscar um plano para redução dessas perdas, em determinado ponto do sistema, baseada em argumentos coerentes. Portanto, é verificado que o modelo A é viável para utilização em sistemas de distribuição real.

No modelo A, também foi possível notar uma diferença maior dos resultados obtidos para o alimentador B, comparado com os dados da simulação, com relação aos resultados do alimentador A. Essas discrepâncias ocorrem pelo fato das impedâncias internas, resistência e reatância de magnetização do transformador do alimentador B não serem iguais aos mesmos dados do alimentador A. Em função desse fato, ocorreu uma distinção maior dos resultados para o alimentador B.

Na sequência, considerando os resultados do modelo E, nota-se uma discrepância maior entre os valores do modelo E com relação aos resultados simulação. Nesse sentido, é importante citar que, pelo fato do modelo E ser utilizado quando não há informações disponíveis a respeito da carga, mas sim dos transformadores utilizados para rebaixar a tensão da rede primária para rede secundária, foi realizada uma adequação para que este modelo fosse utilizado para o sistema de distribuição proposto. Isso porque, no sistema proposto somente há dados das cargas disponíveis e não dos transformadores de distribuição. Logo, esses fatores certamente causaram um erro maior para o cálculo das perdas técnicas através do modelo E. É importante salientar também que, de acordo com Soares (2003), utilizar dados de consumo garante uma maior precisão para este modelo. Sendo assim, também se verificou a viabilidade do modelo E para ser utilizado em sistemas reais de distribuição.

Analisando o caso de paralelismo dos alimentados, foi possível observar que essa manobra operativa pode ser utilizada pra solucionar transferências de cargas temporárias. Como observado neste trabalho, o transformador do alimentador B está operando com uma corrente de 804.5A em operação radial, enquanto que sua corrente nominal é de 627.55A, ou seja, esse transformador está operando sobrecarregado. Portanto, quando o sistema passa a operar em paralelo, ocorre uma redistribuição do fluxo carga, onde o alimentador A assume parte da carga do alimentador B, de maneira a dar um alívio na sobrecarga do alimentador B.

No entanto, o paralelismo de alimentadores só é aconselhável em situações que os transformadores possuem características semelhantes, como mesmos níveis de tensão nos terminais, mesma defasagem angular, impedâncias internas parecidas, entre outros fatores. Em função disso, se não forem atendidas

essas características, um dos transformadores pode operar sobrecarregado ou pode surgir uma diferença de potencial entre os alimentadores. E, caso ocorra um curto circuito na chave de manobra, isso pode causar a atuação em cascata das proteções do sistema de distribuição, o que pode tirar todo o sistema fora de operação. Diante desses fatores, fica evidente que algumas particularidades devem ser consideradas para operação em paralelo dos alimentadores.

## 8.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

A metodologia apresentada neste trabalho pode servir de base para trabalhos posteriores na análise das perdas técnicas, tanto sobre operação radial ou paralela de alimentadores, assim como possíveis aprimoramentos. Dessa maneira, segue algumas propostas de continuidade aos estudos de perdas técnicas em sistemas de distribuição:

- Obter dados de consumo das cargas e construir curvas de carga referente a esse consumo, considerando um período mínimo de 30 dias, diferenciando dias úteis de fins de semana e feriados, de forma a calcular as perdas técnicas do sistema de distribuição proposto nesta monografia por meio dos modelos B,C e D.;
- Criar uma interface gráfica que permita o usuário entrar com dados disponíveis do sistema de distribuição, em que essa interface calcule as perdas técnicas utilizando o modelo matemático mais adequado com relação a essas informações disponíveis;
- Realizar um estudo do paralelismo dos alimentadores observando os impactos causados pelas perdas técnicas de energia elétrica, considerando todas as peculiaridades, como citado anteriormente neste mesmo capítulo.

## REFERÊNCIAS

ABRADEE. **Perdas na distribuição: baixa tensão, altos prejuízos - Reportagem especial canal de energia.** 2013. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/imprensa/artigos-e-releases/1018-perdas-na-distribuicao-baixa-tensao-altos-prejuizos-reportagem-especial-canal-energia>>.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Procedimentos de Distribuição - PRODIST - Módulo 7 Rev. 3.** 2013.

BARABASCHUK, V.; KREDENTSEV, B.; MIROSHNICHENKO, B. **Planejamento Experimental em Engenharia.** Kiev: Teknica, 1985.

BORDIM, João Ricardo Graminha. **Instalação de Bancos de Capacitores em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica para Correção de Fator de Potência e Regulação de Tensão: Projeto e Simulação Computacional.** São Carlos: Universidade de São Paulo, 2011.

CASSEL, Thiago de Oliveira. **Avaliação de Perdas em Sistemas de Distribuição Considerando Modelagem de Carga.** Porto Alegre: Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2012.

DURCE, Carolina Corrêa. **Normalização Complexa e Cálculo de Fluxo de Potência para Sistemas Elétricos Emergentes.** Curitiba: Universidade Federal do Paraná, 2012.

KAGAN, Nelson; OLIVEIRA, Carlos César Barioni de; ROBBA, Ernesto João. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.** 1. ed. São Paulo: Editora Edgard Blucher, 2005.

KERSTING, William H. **Distribution System Modeling and Analysis.** 2. ed. New Mexico: CRC Press, 2006.

LEAL, Adriano Galindo. **Sistema para determinação de perdas em redes de distribuição de energia elétrica utilizando curvas de demanda típicas de consumidores e redes neurais artificiais.** Tese (Doutorado) — Escola Politécnica da Univesidade de São Paulo, 2006.

MARKUSHEVITCH, N. **Controle de Tensão e Economia nas Despesas de Energia.** Moskow: Energoatomizdat, 1980.

MME/EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2023.** Brasília, 2014. Disponível em: <[http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/PDE2023\\\_ConsultaPublica](http://www.epe.gov.br/Estudos/Documents/PDE2023\_ConsultaPublica)>

NEGREIROS, Hercules Santos de. **Redução de Perdas de Energia Elétrica em Comunidades de Baixa Renda.** Potro Alegre: Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2008.

NETO, LEONARDO HENRIQUE TOMASSETTI FERREIRA. **Perdas Em Sistemas De Distribuição De Energia**. Tese (Mestrado) — Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2011.

OLIVEIRA, Marcelo Escobar de. **Avaliação de Metodologias de Cálculo de Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Avaliação de Metodologias de Cálculo de Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. Tese (Doutorado) — UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA JULIO MESQUITA FILHO, São Paulo, 2009.

PENIN, Carlos Alexandre De Souza. **Combate , Prevenção e Otimização das Perdas Comerciais de Energia Elétrica**. Tese (Doutorado) — Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2008.

PEREIRA, EZEQUIEL CAMPOS. **Reconfiguração de Redes de Distribuição de Energia Elétrica para Minimização de Perdas Técnicas**. Tese (Pós-Graduação) — Universidade Federal de Minas Gerais, 2014.

POSPELOV, G.; SICH, N. **Perdas de Potência e Energia em Redes Elétricas**. Moscow: Energoatomizdat, 1981.

QUEIROZ, Leonardo Mendonça Oliveira De. **Estimação e análise das perdas técnicas na distribuição de energia elétrica**. Tese (Doutorado) — Unicamp, 2010.

SHORT, T. A. **Electric power distribution: handbook**. 1. ed. Boca Raton: CRC Press, 2004.

SINGH, Tejinder. **Analysis of Non-Technical Losses and its Economic Consequences\ non Power System (A Case Study of Punjab State)**. Tese (Mestrado) — Thapar University, 2009.

SOARES, Alexandre Batista de Jesus. **Desenvolvimento e análise de métodos para o cálculo das perdas de energia elétrica em sistemas de distribuições**. Tese (Mestrado) — Universidade Federal de Santa Maria, 2003.

SOARES, Alexandre Batista de Jesus. **Estudo de paralelismo de alimentadores radiais de distribuição de energia elétrica**. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual de Campinas, 2012.

STEVENSON, William D. Jr. **Elementos de Análise de Sistemas de Potência**. 2. ed. São Paulo: McGraw-Hill, 1986.

TAHBOUB, Ahmad; Ravikumar Pandi, Veerappan; ZEINELDIN, Hatem. Distribution System Reconfiguration for Annual Energy Loss Reduction Considering Variable Distributed Generation Profiles. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 8977, n. c, 2015. ISSN 0885-8977. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=7097066>>.

VOROTNITSKIY, V.; ZELEZCO, Y.; KAZANTSEV, V. **Perdas de Energia em Redes Elétricas dos Sistemas de Potência**. Moscow: Energoatomizdat, 1983.



---

YASEN, Mohammed Hammed; MUSTAFA, Sameer S. Evaluation of electric energy losses in Kirkuk distribution electric system area. **2010 1st International Conference on Energy Power and Control EPCIQ**, v. 7, n. 2, 2010.

ZELEZCO, Y. **Escolha de Meios para Redução das Perdas de Energia em Redes Elétricas**. Moskow: Energoatomizdat, 1989.