

UNIVERSIDADE FEDERAL DE VIÇOSA  
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLÓGICAS  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

GEORGE GOMES DE ALMEIDA

ESTUDO DO SOFTWARE OPENDSS COM MODELAGEM E ANÁLISE DE UMA  
REDE DE DISTRIBUIÇÃO REAL

VIÇOSA  
2019

GEORGE GOMES DE ALMEIDA

ESTUDO DO SOFTWARE OPENDSS COM MODELAGEM E ANÁLISE DE UMA  
REDE DE DISTRIBUIÇÃO REAL

Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas da Universidade Federal de Viçosa, para a obtenção dos créditos da disciplina ELT 490 – Monografia e Seminário e cumprimento do requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.  
Orientador: Prof. Dr. Tarcísio de Assunção Pizziolo

VIÇOSA  
2019



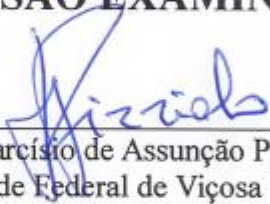
**GEORGE GOMES DE ALMEIDA**


**ESTUDO DO SOFTWARE OPENDSS COM MODELAGEM E  
ANÁLISE DE UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO REAL**


Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas da Universidade Federal de Viçosa, para a obtenção dos créditos da disciplina ELT 490 – Monografia e Seminário e cumprimento do requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 20 dezembro de 2019.

**COMISSÃO EXAMINADORA**

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. Tarcísio de Assunção Pizziolo - Orientador  
Universidade Federal de Viçosa

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. Mauro de Oliveira Prates - Membro  
Universidade Federal de Viçosa

  
\_\_\_\_\_  
Engenheiro Eletricista Vitor Dimas Siqueira Silva - Membro  
Universidade Federal de Viçosa

## *Agradecimentos*

A Deus por ter me dado saúde e força para superar as dificuldades.

Aos meus pais, Jorge e Rita, e irmãos, Jordana e Diego, que mesmo longe fisicamente de mim, estiveram sempre tão perto no coração e me proporcionaram todo amor e auxílio necessário.

À minha namorada, Rosângela, a quem amo muito e que certamente foi crucial nessa caminhada. A seu filho, Luís Felipe, e a toda sua família pelo carinho e compreensão nas horas alegres e também nas tristes.

A meu primo, Diogo, que trato como um irmão e que recentemente tornou-se pai. A meu Tio, José Renato, que consegue arrancar facilmente um riso de qualquer pessoa. A todos os meus familiares e amigos próximos que sempre estiveram do meu lado.

Ao meu orientador, Pizziolo, pelo suporte, pela compreensão, pelo tratamento respeitoso e pelos incentivos.

A esta Universidade, seu corpo docente, direção e administração.

Enfim, agradeço a todos que fizeram parte dessa etapa decisiva em minha vida.

## *Resumo*

Devido ao contínuo desenvolvimento tecnológico e a demanda cada vez maior por energia elétrica, existe uma necessidade contínua da expansão do sistema elétrico de potência, fato que vem ocorrendo desde que os primeiros sistemas elétricos de potência surgiram. À medida que esses sistemas crescem, aumenta-se o nível de complexidade dos componentes do sistema.

Nesse contexto, há uma crescente necessidade de estudos mais refinados nos sistemas de distribuição, em parte por conta do aumento da complexidade dos elementos ligados à rede, e em parte também por interesse das concessionárias ou distribuidoras de energia em entregar energia de qualidade para seus usuários, fato que tem estimulado cada vez mais o desenvolvimento de eficientes softwares de simulação e análise dos sistemas de distribuição.

Destes softwares, pode-se destacar o OpenDSS pela sua versatilidade em aplicações de geração distribuída e Smart Grid ligadas à sistemas de distribuição e pela sua facilidade em modelar sistemas reais.

Este trabalho tem como proposta apresentar o software OpenDSS e aplicá-lo a um caso real de distribuição que envolve um determinado trecho da rede de distribuição localizada no campus UFV, tendo como inspiração e base um estudo que fora realizado anteriormente em outro trecho da rede. O objetivo geral é unificar esses dois trechos da rede para a simulação e análise. Para a modelagem do trecho que ainda não fora estudado, realizou-se previamente um mapeamento da linha neste trecho e posteriormente realizou-se estimativa ou levantamento de carga nos pontos da rede. Por fim, foi possível realizar um modelo e, assim, obter análise do sistema mediante à determinadas condições de carga.

## *Abstract*

Due to the continuous technological development and the increasing demand for electric power, there is also a continuous need for the expansion of the electric power system, a fact that has been occurring since the first electric power systems emerged. As these systems grow, so does the level of complexity of system components.

In this context, there is a growing need for more refined studies on distribution systems, partly because of the increased complexity of grid-connected elements, and partly because of the interest of utilities or distributors in delivering quality energy to their users, fact has increasingly stimulated the development of efficient simulation and analysis software for distribution systems.

The software OpenDSS stands out for its versatility in distributed generation and Smart Grid applications linked to distribution systems and for its ease in modeling real systems.

This paper aims to present the OpenDSS software and apply it to a real distribution case that involves a certain portion of the distribution network located on the UFV campus, based on a study that had previously been carried out on another portion of the network. And its overall objective is to unify these two sections for network simulation and analysis. For the modeling of the network that had not yet been studied, a line mapping was previously performed in a section of the network and afterwards a load estimation or survey was performed at the network points. Finally, it was possible to make a network model and thus obtain system analysis under certain load conditions.

## *Sumário*

1	Introdução.....	11
1.1	Contextualização do Tema .....	11
1.2	Sistemas de Distribuição .....	12
1.2.1	Sistema de Subtransmissão.....	12
1.2.2	Subestações de Distribuição .....	12
1.2.3	Redes de Distribuição de Média Tensão .....	12
1.3	Fluxo de Potência .....	13
1.4	Objetivo Geral .....	14
2	Materiais e Métodos.....	15
2.1	Descrição do Caso .....	15
2.2	Open Distribution System Simulator (OpenDSS).....	16
2.2.1	Barras.....	18
2.2.3	Elemento Linha - Elementos de Transporte de Energia (PD) .....	19
2.2.4	Elemento Circuit .....	25
2.2.4	Elemento Transformador – Elemento de Transporte de Energia (PD) .....	26
2.2.5	Elemento Carga – Elemento de Conversão de Energia (PC) .....	30
3	Resultados e Discussões.....	33
4	Conclusão .....	49
5	Referência Bibliográfica .....	51
	Apêndice – Código Fonte (OpenDSS).....	53



## *Lista de Figuras*

Figura 1 - Reconhecimento do trecho da rede de distribuição que foi estudada para efetuação do mapeamento da rede .....	15
Figura 2 - Mapeamento do trecho da rede de distribuição estudada. A linha do sistema de distribuição é representada pela linha vermelha e os pontos destacados em preto representam as cargas do sistema. ....	16
Figura 3 - Barra com n nós .....	18
Figura 4 - Terminal do elemento de conversão de energia (PC) com n conectores .....	18
Figura 5 - Elementos de Transporte de Energia (PD), cuja representação pode ser dada por Linhas ou Transformadores .....	19
Figura 6 - Representação das barras na rede de distribuição .....	23
Figura 7 - Representação gráfica da rede distribuição gerada pela função Plot do OpenDSS .....	24
Figura 8 - Setor A (Sericultura) da rede de distribuição .....	24
Figura 9 – Setores A e B do sistema de distribuição em estudo.....	25
Figura 10 - Representação gráfica da rede de distribuição com a barra de referência I em destaque.....	26
Figura 11 - Elemento de Conversão de Energia .....	30
Figura 12 - Fluxo de potência na rede em um instante de demanda máxima do período da manhã .....	33
Figura 13 - Fluxo de potência na rede em um instante de demanda máxima do período da tarde .....	34
Figura 14 - Fluxo de potência na rede em um instante de demanda máxima do período da noite .....	34
Figura 15 - Perfil de tensão ao longo do alimentador em um instante de tempo no período da manhã.....	35
Figura 16 - Perfil de tensão ao longo do alimentador em um instante de tempo no período da tarde .....	36
Figura 17 - Perfil de tensão ao longo do alimentador em um instante de tempo no período da noite .....	36
Figura 18 – Gráfico das correntes nos transformadores em relação ao valor nominal em um instante que representa máxima demanda no período da tarde .....	38
Figura 19 - Perfil de tensão ao longo alimentador em um caso em que o setor B da rede está com 75% de carregamento .....	39
Figura 20 – Gráfico das correntes nos transformadores em cenário simulando carregamento atípico da linha com todas as cargas do setor B com 75% da capacidade nominal.....	41
Figura 21 –Tensão em pu na barra 1006.....	42
Figura 22 - Tensão em pu na barra 1006 com implementação do regulador de tensão ..	43

## *Lista de Tabelas*

Tabela 1 – Parâmetros Elétricos das linhas do sistema de distribuição .....	19
Tabela 2 – Coordenadas espaciais do sistema de distribuição .....	21
Tabela 3 - Valores de Perdas e Correntes de Excitação para Transformadores Trifásicos com Tensão Máxima de 15 KV .....	27
Tabela 4 – Correntes nos transformadores em relação ao valor nominal e ao de emergência em um instante que representa máxima demanda no período da tarde .....	37
Tabela 5 - Perdas nas linhas e transformadores da rede.....	38
Tabela 6 - Corrente nos transformadores em cenário simulando carregamento atípico da linha com todas as cargas do setor B com 75% da capacidade nominal .....	39
Tabela 7 - Efeito do regulador de tensão atuando na barra conectada ao transformador sobrecarregado na condição de carregamento atípico da linha com todas as cargas do setor B operando com 75% da capacidade nominal .....	43
Tabela 8 - Comparação entre faltas Trifásicas de diferentes estudos .....	44
Tabela 9 - Comparação entre faltas Fase – Terra de diferentes estudos .....	45
Tabela 10 - Comparação entre faltas Fase-Fase de diferentes estudos.....	46

# ***1 Introdução***

## ***1.1 Contextualização do Tema***

O sistema elétrico de potência (SEP) é constituído pelos sistemas interligados de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sendo projetado com o objetivo de fornecer energia elétrica a todos os consumidores conectados ao sistema. A função principal do SEP é fornecer energia de qualidade no instante em que for solicitada [1]. Os sistemas elétricos de potência podem ser divididos em 3 grandes blocos:

- Geração: bloco responsável por converter uma forma de energia em outra forma de energia;
- Transmissão: desempenha o papel de transportar a energia elétrica dos centros de produção aos de consumo;
- Distribuição: responsável pela distribuição de energia elétrica advinda do sistema de transmissão aos consumidores de baixo, médio e grande porte.

Dos três blocos citados acima, o bloco de distribuição será objeto de estudo neste trabalho, o qual uma determinada região do campus UFV será adotada como representante desse bloco.

Atualmente, no ambiente de distribuição de energia, o trabalho de fornecer energia elétrica aos consumidores é acompanhado pelo rigor na qualidade e continuidade dos serviços de acordo com os destaques do PRODIST [7], além de planejamento e projetos no sentido de redução das perdas elétricas do sistema.

Diversos fatores podem influenciar no funcionamento de uma rede de distribuição e, por isso, na fase de projeto de uma rede procuram-se estimativas para as possíveis condições de operação da rede elétrica frente à alterações nos parâmetros da carga ligada à rede, além de níveis de carregamento e outras variáveis [3]. Outros fatores que podem afetar a rede são modificações na própria estrutura da rede elétrica, proveniente de reconfiguração da rede, manobras no sistema, entre outros.

Nesse sentido, é fundamental realizar-se estudos de sistemas elétricos a partir de simulações, em que condições de operação real são estimadas para se extrair dados que permitam a adequada tomada de decisão pelos responsáveis pela manutenção da rede.

## ***1.2 Sistemas de Distribuição***

A principal função de um sistema de distribuição de energia elétrica é realizar o transporte de energia das subestações de subtransmissão ou de pequenas estações geradoras a todos os consumidores da rede, de forma a garantir a tensão entregue em valores apropriados para o consumo [1]. Dessa forma é imprescindível para empresas do setor energético pesquisas e planejamentos com estudos técnicos e econômicos, uma vez que possíveis investimentos podem influenciar diretamente na tarifa de energia.

É comum empresas do setor energético utilizarem programas computacionais no planejamento de seus sistemas, baseados em fluxo de potência, análise de curto-circuito e faltas, queda de tensão, cálculo de impedâncias equivalentes [3].

### **1.2.1 Sistema de Subtransmissão**

O sistema de subtransmissão é parte do sistema de distribuição entre os sistemas de transmissão e as subestações de distribuição. A principal função do sistema de subtransmissão é transportar energia das subestações de subtransmissão até as subestações de distribuição e aos consumidores. As linhas neste tipo de rede são usualmente trifásicas e operam com tensões de 34,5 KV, 69 KV ou 138 KV. Os sistemas de subtransmissão podem operar em configuração radial ou em malha [1].

### **1.2.2 Subestações de Distribuição**

A rede de subtransmissão supre as subestações de distribuição, que por sua vez, alimentam a rede de distribuição de média tensão. Dentro das subestações são realizadas reduções de tensão a partir do uso de um conjunto de equipamentos destinados a tal função.

### **1.2.3 Redes de Distribuição de Média Tensão**

As redes de distribuição de média Tensão realizam atendimento aos consumidores primários e aos transformadores de distribuição que por sua vez suprem a rede secundária, ou baixa tensão, caracterizada com tensões de 220/127 V ou 380/220 V. As redes de distribuição de média tensão operam de forma radial com tensão usual de 13,8 KV e podem ser classificadas em dois tipos: aéreas e subterrâneas [1].

- Rede aérea convencional: são construídas utilizando-se postes de concreto, ferro, madeira ou fibra. Os condutores são nus (sem isolamento) e, por isso, essas redes são mais susceptíveis à ocorrência de defeitos (curto-circuito), principalmente quando há contato de galhos de árvores com os condutores elétricos;
- Rede aérea compacta: as redes compactas apresentam maior proteção quando comparadas às redes convencionais. O espaço entre os condutores da rede é menor, o que faz a rede ocupar bem menos espaço e, conseqüentemente, reduzir o número de perturbações. Além disso, os condutores possuem uma camada de isolamento;
- Rede subterrâneas: apresentam custo de implantação e manutenção maior quando comparado aos das redes citadas anteriormente. Aplica-se em regiões com alta densidade de carga com grandes consumidores. Além disso são as que proporcionam maior nível de confiabilidade.

As redes citadas acima foram destacadas pelo fato de serem comuns à rede de distribuição da UFV. A UFV é alimentada pela concessionária de energia CEMIG na Cabine de Medição, e após a cabine, a rede de distribuição de energia elétrica primária (RDP) e secundária (RDS) interna na UFV é de responsabilidade da mesma. O sistema de distribuição da UFV opera em média tensão, 13,8 kV.

### ***1.3 Fluxo de Potência***

Empresas do setor energético utilizam programas computacionais no planejamento de seus sistemas, baseados em fluxo de potência, análise de curto-circuito, faltas, queda de tensão e cálculo de impedâncias equivalentes [3]. Softwares como ANAFAS e ANAREDE são muito utilizados no Brasil para esse propósito, porém necessitam de licenciamento para sua utilização.

O software utilizado para simulação do sistema neste trabalho é o OpenDSS, o qual se baseia em grande parte no cálculo do fluxo de potência para realização da simulação. O cálculo consiste em determinar as tensões nodais, correntes injetadas e potências nos elementos de rede, tomando-se a condição de regime permanente no sistema. Após a simulação é possível se fazer as devidas análises do sistema implementado.

## ***1.4 Objetivo Geral***

Este trabalho tem como objetivo geral realizar um estudo da rede de distribuição localizada em um trecho do campus da UFV que será conectada a um outro trecho em que já fora realizado um estudo anterior, projeto que foi desenvolvido no Trabalho de Conclusão de Curso da aluna Hadassa Ariane de Oliveira, em que a rede de distribuição do setor da Sericultura no campus da UFV foi objeto de estudo. Assim, serão unificados os dois trechos da rede de distribuição em um único sistema de distribuição.

Este trabalho tem como objetivos específicos:

- Apresentar e explorar alguns recursos da ferramenta computacional OpenDSS, software livre para modelagem e simulação de redes de distribuição;
- Análise do desempenho do sistema implementado mediante a alterações nas cargas conectadas à rede.

## 2 *Materiais e Métodos*

### 2.1 *Descrição do Caso*

O sistema de distribuição da UFV é alimentado pela concessionária de energia CEMIG, a linha do sistema é trifásica e a tensão de alimentação fornecida ao sistema é a tensão de 13,8 KV (tensão fase-fase).

Primeiramente, foi necessário realizar o reconhecimento do trecho da rede de distribuição num dado setor do campus da UFV, incluindo o levantamento dos pontos onde os transformadores e cargas estão instalados e levantamento da carga instalada em alguns pontos específicos da rede, para posterior processo de mapeamento desta. O trecho da rede de distribuição estudada neste trabalho que se deseja realizar o mapeamento pode ser visualizada na Figura 1, onde algumas instalações foram destacadas para se ter um melhor entendimento da localização da rede.



Figura 1 - Reconhecimento do trecho da rede de distribuição que foi estudada para efetuação do mapeamento da rede

Após o reconhecimento deste trecho da rede distribuição, obteve-se o mapeamento da rede que pode ser visto na Figura 2.



Figura 2 - Mapeamento do trecho da rede de distribuição estudada. A linha do sistema de distribuição é representada pela linha vermelha e os pontos destacados em preto representam as cargas do sistema.

De posse dos dados provenientes do mapeamento acima, distribuição das linhas, localização dos transformadores e cargas, levantamento da carga instalada nas unidades de consumo, unificou-se este trecho da rede com o trecho da rede de distribuição que fora objeto de estudo do projeto desenvolvido no Trabalho de Conclusão de Curso da aluna Hadassa Ariane de Oliveira [4]. A unificação dos trechos das redes de forma a construir uma rede única do sistema de distribuição foi implementada através do uso do software OpenDSS.

## 2.2 *Open Distribution System Simulator (OpenDSS)*

Para a realização da modelagem do sistema de distribuição e posteriormente a simulação deste, utilizou-se o software Open Distribution System Simulator (OpenDSS), que é um software de simulação para sistemas elétricos de distribuição de energia elétrica.

O software é um programa de código aberto que pode ser utilizado em inúmeras aplicações, como planejamento e análise de sistemas de distribuição, análise de conexões



GD's (geração distribuída – Smart Grid), simulação de proteção de sistemas, estudo de harmônicos, simulação de curvas diárias para cargas e geradores, entre outras [5].

O OpenDSS é implementado em duas versões. Uma corresponde a um programa executável autônomo, que oferece uma interface de usuário que permite a descrição de circuitos, a solução e a visualização de resultados; e a outra versão corresponde a um servidor COM (Component Object Model), que pode ser controlado por uma variedade de plataformas de softwares, como Python, Matrix Laboratory (MATLAB), e outros programas [5]. No caso do objeto em estudo será dado foco à versão autônoma do software.

Vários modos de solução estão disponíveis para o usuário do programa, como os modos com destaque em fluxo de potência instantâneo (snapshot), diário (daily), anual (yearly), harmônicos, dinâmicas e estudos de falta.

As simulações dos sistemas elétricos simulados pelo OpenDSS são condicionadas ao estado de regime permanente senoidal. Juntamente ao sistema elétrico simulado, o software conta com uma rede de comunicação que faz a conexão entre os controles e medições sobre os elementos elétricos.

Para a construção de circuitos no software é necessário a inserção dos elementos de transporte de energia (Power Delivery – PD) – como linhas e transformadores, por exemplo – e elementos de conversão de energia (Power Conversion – PC) – como cargas e geradores. Cada componente inserido no circuito deve ser declarado por meio do comando *New*. Os elementos elétricos inseridos no modelo desenvolvido neste trabalho por meio do comando anteriormente citado são: circuito de alimentação inicial, representado pela rede de distribuição da concessionária fornecedora de energia; as linhas de energia que interligam a rede de distribuição da área estudada, os transformadores interligados na rede distribuição; e as cargas em cada ponto da rede distribuição.

Uma breve apresentação dos elementos elétricos utilizados no sistema de distribuição implementado é dada a seguir, incluindo-se a descrição, declaração de comandos para a conexão entre os principais elementos utilizados na construção do modelo da rede em estudo e a forma de implementação destes elementos na rede.

### 2.2.1 Barras

A Figura 3 representa como as barras são tratadas pelo OpenDSS. A barra consiste em um elemento de circuito que contém nós e tem como principal função conectar seus nós aos terminais dos elementos da rede PD's ou PC's.



Figura 3 - Barra com n nós

Toda barra inserida no OpenDSS apresenta o nó zero (nó 0) como nó de referência. Além disso, todas as barras são somente criadas a partir da inclusão de um elemento elétrico no sistema, ou seja, não se declara comandos para criação exclusiva do elemento barra, mas sim a criação do elemento elétrico desejado que, por consequência, cria barras automaticamente entre seus terminais. Por exemplo, uma barra pode ser criada quando se declara o elemento carga no OpenDSS – a carga apresenta somente um terminal no OpenDSS – ou então duas barras podem ser criadas com a declaração do elemento linha – a linha apresenta dois terminais no OpenDSS.

### 2.2.2 Terminal

Cada elemento elétrico possui um ou mais terminais e cada um destes terminais pode conter diversos conectores. Cada terminal está vinculado somente a uma barra. A Figura 4 exemplifica como o terminal de uma carga é interpretado pelo OpenDSS.

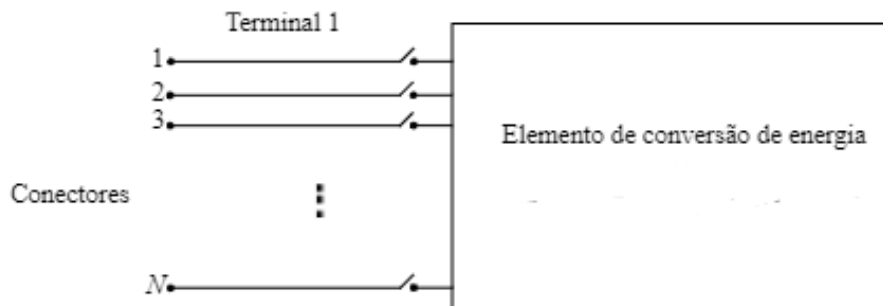


Figura 4 - Terminal do elemento de conversão de energia (PC) com n conectores

### 2.2.3 Elemento Linha - Elementos de Transporte de Energia (PD)

Os elementos de transporte de energia PD tem como função básica transportar energia de um ponto do sistema para outro. Tais elementos podem possuir dois ou mais terminais. A Figura 5 exemplifica como o OpenDSS interpreta os elementos de transporte de energia.

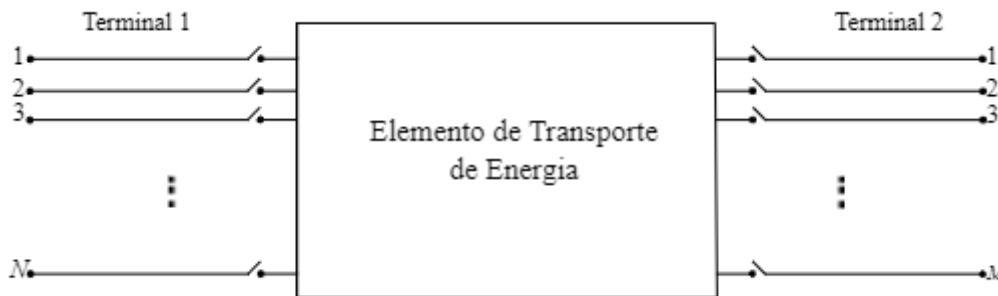


Figura 5 - Elementos de Transporte de Energia (PD), cuja representação pode ser dada por Linhas ou Transformadores

O desenvolvimento das linhas de distribuição foi realizado a partir de três modelos comuns da estrutura dos cabos da linha trifásica no sistema de distribuição. Tais cabos são classificados de acordo com sua bitola e material: 2/0 awg, 4 awg e #50 mm. Os parâmetros elétricos de cada um desses modelos são dados na Tabela 1.

Tabela 1 – Parâmetros Elétricos das linhas do sistema de distribuição

Condutor	Sequência Positiva		Sequência Zero		Máxima Corrente Admissível (A)
	r (Ω/Km)	x (Ω/Km)	r (Ω/Km)	x (Ω/Km)	
2/0 awg	0.822	0.2682	1.381	1.9917	112
4 awg	1.5212	0.4544	1.7065	2.02	98
#50 mm	0.822	0.2682	1.3810	1.9917	112

Fonte: Trabalho de Conclusão de Curso da aluna Hadassa Ariane de Oliveira [4] e AW Strom - Engenharia e Serviços

Cada modelo de cabo foi implementado de maneira similar ao seguinte código:

```
New LineCode.#50mm R1=0.822 X1=0.2682 R0=0.13810 X0=1.9917 normamps=112
```

O código anterior cria um modelo de linha trifásico cujo nome é #50mm com resistência de sequência positiva e negativa igual a 0.822 ohms/km, reatância positiva e negativa igual a 0.2682 ohms/km. Vale ressaltar que, quando a forma do código é igual ao declarado acima, o OpenDSS assume como Default a frequência do sistema elétrico igual a 60 Hz e a linha como trifásica e equilibrada.

Após a implementação dos modelos das linhas do sistema de distribuição, foram criadas as linhas que conectam as barras do sistema de distribuição ao circuito alimentador.

```
New Line.linha1 bus1=B1 bus2=B2 linecode=#50mmAL length=0.290 units=km
```

Esse código cria uma linha, a partir do comando *New*, que conecta a barra B1, terminal 1 da linha definido pelo comando *bus1*, à barra B2, terminal 2 da linha definido pelo comando *bus2*. O tipo de cabo utilizado nesse trecho da linha trifásica foi o de alumínio de secção 50 mm<sup>2</sup>, definido pelo comando *linecode*, que chama o LineCode criado com o nome #50mm. E o comprimento da linha da barra B1 até B2 é de 290 metros, definido pelos comandos *length* e *units*.

As outras linhas que representam o sistema de distribuição seguem a mesma estrutura de código, diferindo apenas as barras que conectam as linhas, o tipo de cabo e o comprimento da linha. A seguir está a lista de instruções para implementação das linhas PD do sistema de distribuição em estudo.

```
New Line.linha0 bus1=A1 bus2=B1 linecode=#50mmAL length=0.511 units=km
New Line.linha1 bus1=B1 bus2=B2 linecode=#50mmAL length=0.290 units=km
New Line.linha2 bus1=B2 bus2=B3 linecode=#50mmAL length=0.172 units=km
New Line.linha3 bus1=B3 bus2=B4 linecode=#50mmAL length=0.138 units=km
New Line.linha4 bus1=B4 bus2=B6 linecode=#50mmAL length=0.077 units=km
New Line.linha5 bus1=B6 bus2=B29 linecode=#50mmAL length=0.218 units=km
New Line.linha6 bus1=B29 bus2=B30 linecode=#50mmAL length=0.062 units=km
New Line.linha7 bus1=B29 bus2=B7 linecode=#50mmAL length=0.169 units=km
New Line.linha8 bus1=B7 bus2=B8 linecode=#50mmAL length=0.095 units=km
New Line.linha9 bus1=B7 bus2=B35 linecode=#50mmAL length=0.061 units=km
New Line.linha35 bus1=B9 bus2=B38 linecode=#50mmAL length=0.077 units=km
New Line.linha37 bus1=B12 bus2=B39 linecode=#50mmAL length=0.215 units=km
New Line.linha11 bus1=B9 bus2=B10 linecode=#50mmAL length=0.152 units=km
New Line.linha29 bus1=B10 bus2=B11 linecode=#50mmAL length=0.140 units=km
New Line.linha12 bus1=B10 bus2=B31 linecode=#50mmAL length=0.557 units=km
New Line.linha13 bus1=B31 bus2=B14 linecode=#50mmAL length=0.073 units=km
New Line.linha14 bus1=B31 bus2=B15 linecode=#50mmAL length=0.145 units=km
New Line.linha30 bus1=B6 bus2=B5 linecode=#50mmAL length=0.110 units=km
New Line.linha15 bus1=B16 bus2=B17 linecode=#50mmAL length=0.263 units=km
New Line.linha18 bus1=B19 bus2=B20 linecode=#50mmAL length=0.241 units=km
New Line.linha19 bus1=B20 bus2=B21 linecode=#50mmAL length=0.179 units=km
New Line.linha20 bus1=B19 bus2=B22 linecode=#50mmAL length=0.353 units=km
New Line.linha22 bus1=B23 bus2=B24 linecode=#50mmAL length=0.168 units=km
New Line.linha23 bus1=B24 bus2=B25 linecode=#50mmAL length=0.186 units=km
New Line.linha24 bus1=B23 bus2=B26 linecode=#50mmAL length=0.086 units=km
New Line.linha25 bus1=B26 bus2=B27 linecode=#50mmAL length=0.163 units=km
New Line.linha26 bus1=B27 bus2=B2 linecode=#50mmAL length=0.049 units=km
New Line.linha27 bus1=B2 bus2=B28 linecode=#50mmAL length=0.048 units=km
New Line.linha31 bus1=B5 bus2=B32 linecode=#50mmAL length=0.116 units=km
New Line.linha32 bus1=B32 bus2=B33 linecode=#50mmAL length=0.030 units=km
New Line.linha38 bus1=B8 bus2=B34 linecode=#50mmAL length=0.063 units=km
New Line.linha34 bus1=B35 bus2=B9 linecode=#50mmAL length=0.110 units=km
New Line.linha36 bus1=B38 bus2=B37 linecode=#50mmAL length=0.070 units=km
```

*New Line.linha28 bus1=B38 bus2=B12 linecode=#50mmAL length=0.081 units=km*  
*New Line.linha10 bus1=B39 bus2=B13 linecode=#50mmAL length=0.169 units=km*  
*New Line.linha39 bus1=B34 bus2=B17 linecode=#50mmAL length=0.127 units=km*  
*New Line.linha40 bus1=B17 bus2=B19 linecode=#50mmAL length=0.191 units=km*  
*New Line.linha1H bus1=A1 bus2=A2 linecode=2/0awg length=3 units=km*  
*New Line.linha2H bus1=A2 bus2=A3 linecode=4awg length=0.6 units=km*  
*New Line.linha3H bus1=A3 bus2=A4 linecode=4awg length=0.6 units=km*  
*New Line.linha4H bus1=A2 bus2=A5 linecode=2/0awg length=3 units=km*  
*New Line.linha5H bus1=A5 bus2=A6 linecode=4awg length=0.6 units=km*  
*New Line.linha6H bus1=A5 bus2=A7 linecode=2/0awg length=3 units=km*  
*New Line.linha7H bus1=A7 bus2=A22 linecode=4awg length=0.3 units=km*  
*New Line.linha8H bus1=A7 bus2=A8 linecode=2/0awg length=0.7 units=km*  
*New Line.linha9H bus1=A8 bus2=A9 linecode=4awg length=0.3 units=km*  
*New Line.linha10H bus1=A9 bus2=A10 linecode=4awg length=0.7 units=km*  
*New Line.linha11H bus1=A9 bus2=A11 linecode=4awg length=0.6 units=km*  
*New Line.linha12H bus1=A11 bus2=A12 linecode=4awg length=0.5 units=km*  
*New Line.linha13H bus1=A11 bus2=A13 linecode=4awg length=0.5 units=km*  
*New Line.linha14H bus1=A13 bus2=A14 linecode=4awg length=0.6 units=km*  
*New Line.linha15H bus1=A14 bus2=A15 linecode=4awg length=0.4 units=km*  
*New Line.linha16H bus1=A8 bus2=A16 linecode=2/0awg length=3 units=km*  
*New Line.linha17H bus1=A16 bus2=A17 linecode=4awg length=1 units=km*  
*New Line.linha18H bus1=A16 bus2=A18 linecode=2/0awg length=3 units=km*  
*New Line.linha19H bus1=A18 bus2=A19 linecode=4awg length=2 units=km*  
*New Line.linha20H bus1=A19 bus2=A20 linecode=4awg length=0.3 units=km*  
*New Line.linha21H bus1=A19 bus2=A21 linecode=4awg length=0.4 units=km*  
*New Line.linha22H bus1=G bus2=A18 linecode=4awg length=2 units=km*

Para cada uma das barras do sistema associou-se duas coordenadas espaciais, x e y, com o objetivo de dar entrada dessas coordenadas no software e obter a visualização do sistema de distribuição estudado a partir da utilização da ferramenta *Plot*. A Tabela 2 contém as coordenadas espaciais de cada barra do sistema. Tais coordenadas foram obtidas a partir de imagem coletada no Google Earth e posterior tratamento de dados desta imagem no Autocad.

Tabela 2 – Coordenadas espaciais do sistema de distribuição

<b>Barras</b>	<b>Coordenada x</b>	<b>Coordenada y</b>
B33	722419.1433	7702435.2792
B32	722448.5818	7702443.4755
B15	722533.6184	7700992.6428
B5	722542.2516	7702374.2137
B11	722565.9493	7701612.0220
B3	722582.0863	7702434.7611
B31	722605.4079	7701118.7108
B6	722626.5625	7702302.6652
B30	722633.8539	7702075.1856
B14	722638.1615	7701053.0934
B4	722689.7656	7702347.0868
B29	722693.2751	7702094.5879
B10	722694.3194	7701668.6203
B7	722718.4651	7701989.8612
B9	722724.8370	7701818.4483
B35	722724.8370	7701928.5301
B27	722746.9040	7702385.7788

B2	722754.1391	7702434.7611
B12	722780.9376	7701684.5072
B38	722780.9376	7701765.6313
B28	722799.7857	7702419.5642
B8	722814.2111	7701989.8612
B37	722842.7647	7701731.7287
B39	722852.4630	7701481.0916
B34	722877.3140	7701989.8612
B26	722888.1037	7702302.5629
B23	722953.8534	7702247.0381
B16	722974.2065	7701694.0358
B13	722985.8156	7701375.7513
B1	722987.0541	7702607.7717
B17	722999.9188	7701956.5034
B24	723114.3101	7702297.4378
B19	723177.7928	7701884.7783
B25	723296.5601	7702258.2676
B22	723362.0259	7701583.3668
B20	723414.2977	7701933.1830
B21	723526.7344	7701792.8096
1001	722965.8653	7702770.7889
1003	723604.4751	7703409.3591
1002	723650.2919	7703247.9076
1005	723670.4202	7703559.5266
1007	724406.3271	7703614.6188
1008	724428.3361	7703779.3288
1010	725204.7486	7703878.3918
1011	725214.0046	7703959.1745
1025	725387.3349	7705294.8391
1013	725398.9254	7703920.5744
1023	725414.9407	7705180.4054
1014	725506.9586	7704753.7794
1021	725525.3476	7705057.2690
1018	725534.0205	7704911.5746
1019	725600.8044	7705038.6472
1016	725615.5254	7704911.8351
1027	726225.7415	7704056.6374
1028	726318.9681	7704321.2153
1030	727063.1288	7704059.3017
1031	727312.8841	7704556.4130
1035	727315.3417	7704641.0967
1033	727414.8751	7704603.0504
1037	727879.3610	7703865.5558
I	722824.1237	7702852.1168

As barras que iniciam com a letra B se referem à rede de distribuição retratada pela Figura 2, que neste trabalho é referida como setor B da rede para melhor compreensão. Já as barras iniciadas por números (1001, por exemplo) se referem à rede de distribuição estudada pelo projeto desenvolvido em [4], que aqui será referida por setor A. A Figura 6 mostra as barras iniciadas pela letra B no setor B da rede de distribuição.

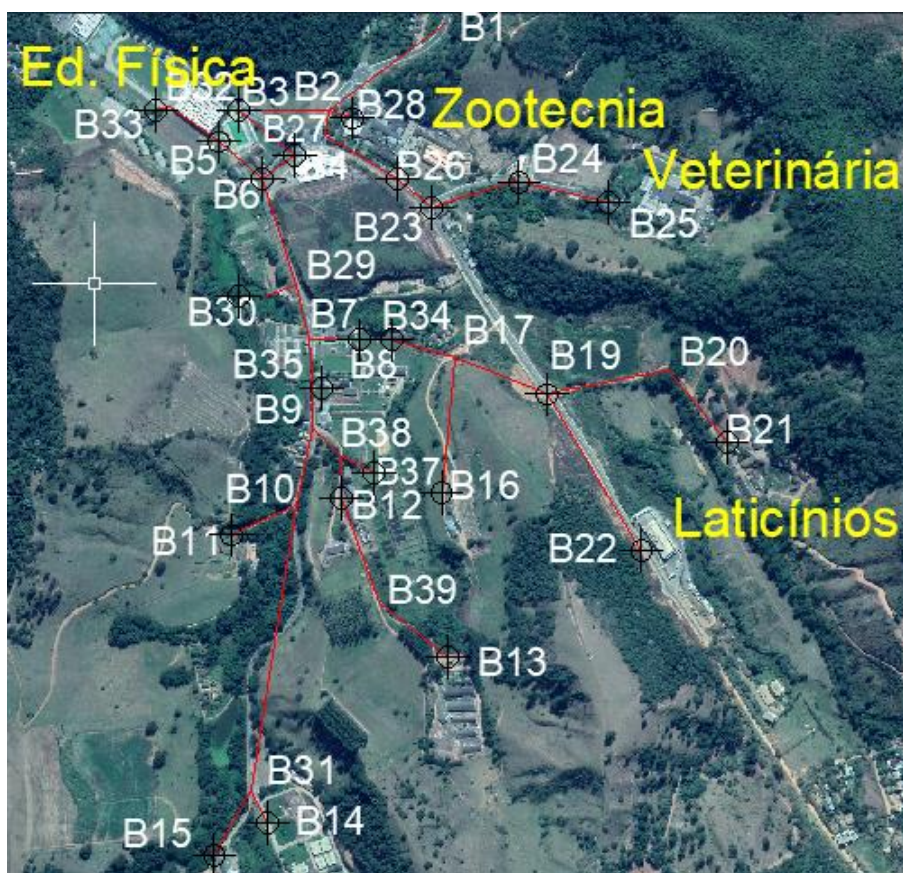


Figura 6 - Representação das barras na rede de distribuição

A inclusão das coordenadas espaciais das barras do sistema no software são dados pela seguinte linha de comando

```
Buscoords coordenadas_rede_ufv.txt
```

A partir da implementação do código citado anteriormente, inserção das coordenadas espaciais e do comando *Plot* no software OpenDSS obteve-se a representação gráfica do sistema de distribuição desejado para o estudo deste trabalho, que pode ser visto na Figura 7.

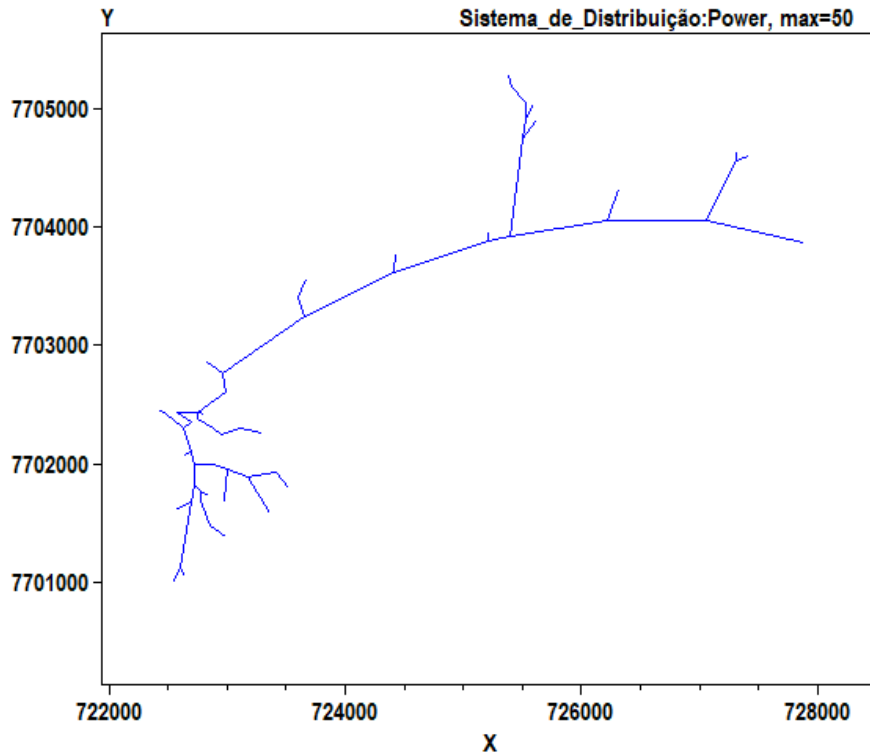


Figura 7 - Representação gráfica da rede distribuição gerada pela função Plot do OpenDSS

A Figura 8 mostra somente o setor A da rede em estudo. Quando os dois setores da rede, A e B, são unificados obtém-se então a representação do sistema tal como mostrado na Figura 7. A Figura 9 esclarece melhor a divisão entre os setores A e B.

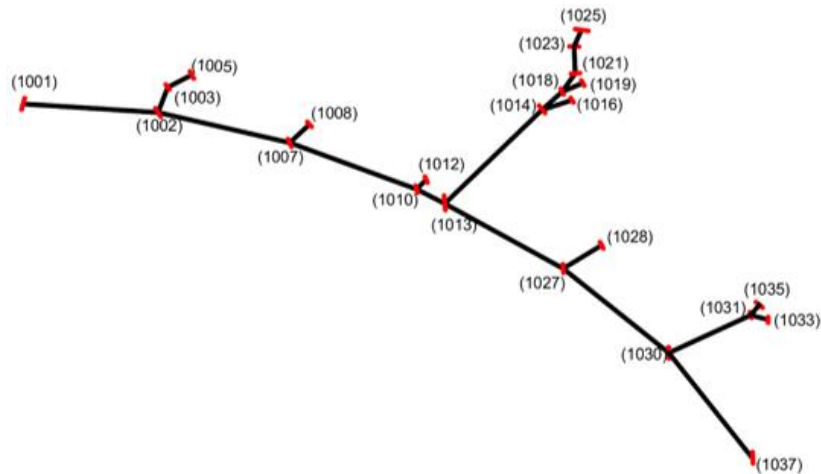


Figura 8 - Setor A (Sericultura) da rede de distribuição



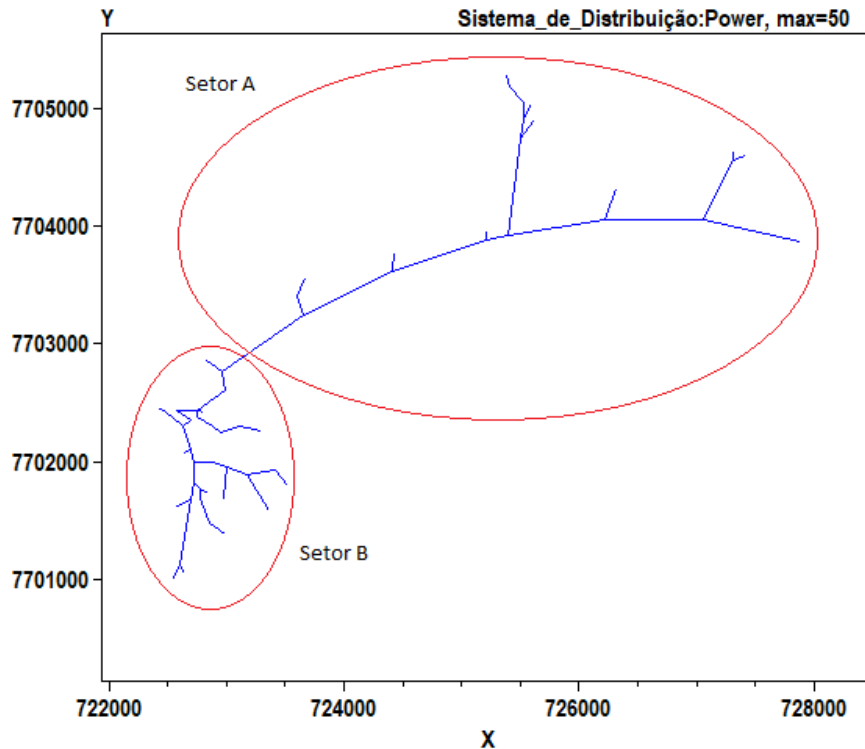


Figura 9 – Setores A e B do sistema de distribuição em estudo

#### 2.2.4 Elemento Circuit

No OpenDSS, o elemento *Circuit* corresponde ao ponto de partida do alimentador do sistema de distribuição, o qual é representado através de um equivalente de Thévenin, composto por uma tensão e uma matriz equivalente impedância do sistema [8]. Todo o sistema de distribuição que precede a rede estudada neste trabalho foi substituído pelo elemento *Circuit*, que corresponde ao equivalente de Thévenin do sistema.

Os dados necessários para a modelagem do elemento *Circuit* são a tensão de base, a barra em que está conectado, o valor da tensão em pu e as resistências e reatâncias de sequência positiva e zero. Uma outra forma de inserir o elemento *Circuit* no OpenDSS pode ser obtida pela substituição da declaração dos parâmetros de resistência e reatância pelos parâmetros de potências de curto-circuito trifásica e monofásica. A barra *i* na Figura 10 representa o elemento *Circuit* e ela corresponde ao barramento de referência do sistema de distribuição.

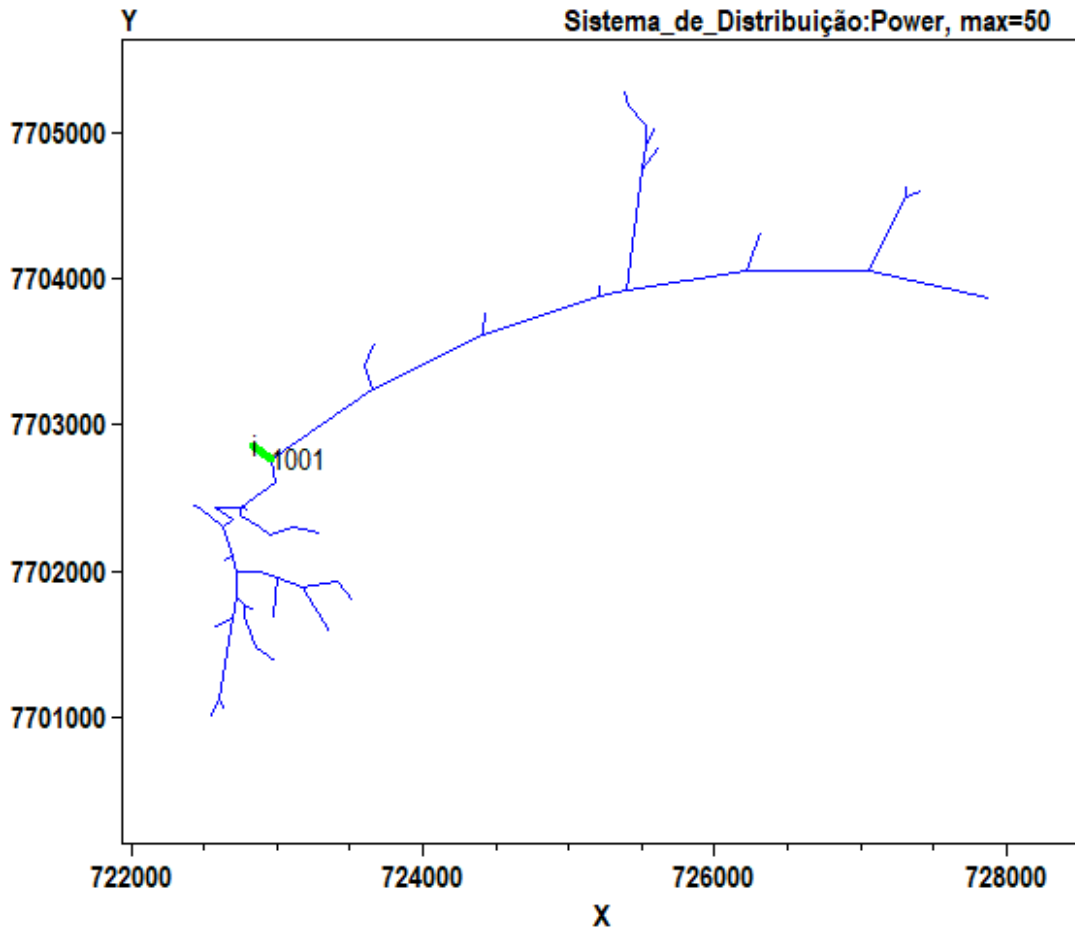


Figura 10 - Representação gráfica da rede de distribuição com a barra de referência i em destaque

#### 2.2.4 Elemento Transformador – Elemento de Transporte de Energia (PD)

Assim como as linhas, os transformadores são também elementos de transporte de energia PD. Neste trabalho todos os transformadores implementados são do tipo delta-estrela aterrado.

A implementação dos transformadores é realizada a partir da declaração de alguns de seus parâmetros básicos, como mostra o seguinte trecho de código:

```
New Transformer.Trf Xhl=3.5 %loadloss=2.1 windings=2 %noloadloss=0.43 %imag=3.2
~ wdg=1 bus=A1 kv=13.8 kva=45 conn=delta
~ wdg=2 bus=C1 kv=0.22 kva=45 conn=weye
```

O trecho de código citado cria um transformador, a partir do comando *Transformer*, com reatância em porcentagem definida pelo comando *Xhl*, com quantidade de enrolamentos definida pelo comando *windings*, com perdas em vazio em relação à nominal definido pelo comando *%noloadloss*, com perdas em carga em relação à nominal

definida pelo comando *%loadloss*, e uma porcentagem da corrente de magnetização em relação à nominal dada pelo comando *%imag*.

Em seguida, são dados os parâmetros de cada enrolamento do transformador a partir do comando *wdg*. A seguir seleciona-se a barra através do comando *bus* que deve ser conectada com o enrolamento do transformador que fora declarado anteriormente. Por fim, são dadas as características de tensão de base, potência aparente de base e tipo de conexão do enrolamento do transformador (delta ou estrela) através dos comandos *KV*, *KVA* e *conn*.

Todos os transformadores implementados no sistema de distribuição possuem as mesmas características básicas, sendo todos eles declarados por trechos de código similares ao supracitado, com a diferença na conexão entre as barras que definem uma dada linha do sistema de distribuição.

Os valores em porcentagem das perdas a vazio e em carga dos transformadores é calculado com base nos dados da Tabela 3.

Tabela 3 - Valores de Perdas e Correntes de Excitação para Transformadores Trifásicos com Tensão Máxima de 15 KV

Potência do Transformador (KVA)	Corrente de Excitação (%)	Perda em Vazio (W)	Perda Total (W)
15	4,0	85	410
30	3,6	150	695
45	3,2	195	945
75	2,7	295	1395
112,5	2,5	390	1890
225	2,1	650	3260

A seguir, a lista de instruções utilizada para implementação dos transformadores no sistema:

```
New Transformer.Trf1 Xhl=3.5 %loadloss=2.1 windings=2 %noloadloss=0.43 %imag=3.2
~ wdg=1 bus=A1 kv=13.8 kva=45 conn=delta
~ wdg=2 bus=C1 kv=0.22 kva=45 conn=wye
```

```
New Transformer.Trf2 Xhl=3.5 %loadloss=1.45 windings=2 %noloadloss=0.29 %imag=2.1
~ wdg=1 bus=B28 kv=13.8 kva=225 conn=delta
~ wdg=2 bus=C2 kv=0.22 kva=225 conn=wye
```

```
New Transformer.Trf3 Xhl=3.5 %loadloss=1.86 windings=2 %noloadloss=0.39 %imag=2.7
~ wdg=1 bus=B3 kv=13.8 kva=75 conn=delta
~ wdg=2 bus=C3 kv=0.22 kva=75 conn=wye
```

```
New Transformer.Trf4 Xhl=3.5 %loadloss=2.1 windings=2 %noloadloss=0.43 %imag=3.2
~ wdg=1 bus=B4 kv=13.8 kva=45 conn=delta
```

~ wdg=2 bus=C4 kv=0.22 kva=45 conn=wye

New Transformer.Trf5 Xhl=3.5 %loadloss=2.1 windings=2 %noloadloss=0.43 %imag=3.2

~ wdg=1 bus=B6 kv=13.8 kva=45 conn=delta

~ wdg=2 bus=C5 kv=0.22 kva=45 conn=wye

New Transformer.Trf6 Xhl=3.5 %loadloss=1.68 windings=2 %noloadloss=0.34 %imag=2.5

~ wdg=1 bus=B5 kv=13.8 kva=112.5 conn=delta

~ wdg=2 bus=C6 kv=0.22 kva=112.5 conn=wye

New Transformer.Trf7 Xhl=3.5 %loadloss=1.35 windings=2 %noloadloss=0.27 %imag=1.9

~ wdg=1 bus=B33 kv=13.8 kva=300 conn=delta

~ wdg=2 bus=C7 kv=0.22 kva=300 conn=wye

New Transformer.Trf8 Xhl=3.5 %loadloss=2.1 windings=2 %noloadloss=0.43 %imag=3.2

~ wdg=1 bus=B30 kv=13.8 kva=45 conn=delta

~ wdg=2 bus=C8 kv=0.22 kva=45 conn=wye

New Transformer.Trf9 Xhl=3.5 %loadloss=1.86 windings=2 %noloadloss=0.39 %imag=2.7

~ wdg=1 bus=B35 kv=13.8 kva=75 conn=delta

~ wdg=2 bus=C9 kv=0.22 kva=75 conn=wye

New Transformer.Trf10 Xhl=3.5 %loadloss=1.86 windings=2 %noloadloss=0.39 %imag=2.7

~ wdg=1 bus=B37 kv=13.8 kva=75 conn=delta

~ wdg=2 bus=C10 kv=0.22 kva=75 conn=wye

New Transformer.Trf11 Xhl=3.5 %loadloss=2.7 windings=2 %noloadloss=0.56 %imag=4

~ wdg=1 bus=B12 kv=13.8 kva=15 conn=delta

~ wdg=2 bus=C11 kv=0.22 kva=15 conn=wye

New Transformer.Trf12 Xhl=3.5 %loadloss=2.31 windings=2 %noloadloss=0.5 %imag=3.6

~ wdg=1 bus=B13 kv=13.8 kva=30 conn=delta

~ wdg=2 bus=C12 kv=0.22 kva=30 conn=wye

New Transformer.Trf13 Xhl=3.5 %loadloss=1.86 windings=2 %noloadloss=0.39 %imag=2.7

~ wdg=1 bus=B14 kv=13.8 kva=75 conn=delta

~ wdg=2 bus=C13 kv=0.22 kva=75 conn=wye

New Transformer.Trf14 Xhl=3.5 %loadloss=1.68 windings=2 %noloadloss=0.34 %imag=2.5

~ wdg=1 bus=B15 kv=13.8 kva=112.5 conn=delta

~ wdg=2 bus=C14 kv=0.22 kva=112.5 conn=wye

New Transformer.Trf15 Xhl=3.5 %loadloss=2.7 windings=2 %noloadloss=0.56 %imag=4

~ wdg=1 bus=B11 kv=13.8 kva=15 conn=delta

~ wdg=2 bus=C15 kv=0.22 kva=15 conn=wye

New Transformer.Trf16 Xhl=3.5 %loadloss=1.86 windings=2 %noloadloss=0.39 %imag=2.7

~ wdg=1 bus=B8 kv=13.8 kva=75 conn=delta

~ wdg=2 bus=C16 kv=0.22 kva=75 conn=wye

New Transformer.Trf17 Xhl=3.5 %loadloss=1.86 windings=2 %noloadloss=0.39 %imag=2.7

~ wdg=1 bus=B34 kv=13.8 kva=75 conn=delta

~ wdg=2 bus=C17 kv=0.22 kva=75 conn=wye

New Transformer.Trf18 Xhl=3.5 %loadloss=2.7 windings=2 %noloadloss=0.56 %imag=4

~ wdg=1 bus=B16 kv=13.8 kva=15 conn=delta

~ wdg=2 bus=C18 kv=0.22 kva=15 conn=wye

New Transformer.Trf19 Xhl=3.5 %loadloss=1.86 windings=2 %noloadloss=0.39 %imag=2.7

~ wdg=1 bus=B19 kv=13.8 kva=75 conn=delta

~ wdg=2 bus=C19 kv=0.22 kva=75 conn=wye

New Transformer.Trf20 Xhl=3.5 %loadloss=1.35 windings=2 %noloadloss=0.27 %imag=1.9

~ wdg=1 bus=B22 kv=13.8 kva=300 conn=delta

~ wdg=2 bus=C20 kv=0.22 kva=300 conn=wye !na verdade sao dois de 300 KVAA

New Transformer.Trf21 Xhl=3.5 %loadloss=1.86 windings=2 %noloadloss=0.39 %imag=2.7

~ wdg=1 bus=B21 kv=13.8 kva=75 conn=delta

~ wdg=2 bus=C21 kv=0.22 kva=75 conn=wye

New Transformer.Trf22 Xhl=3.5 %loadloss=1.68 windings=2 %noloadloss=0.34 %imag=2.5

~ wdg=1 bus=B26 kv=13.8 kva=112.5 conn=delta

~ wdg=2 bus=C22 kv=0.22 kva=112.5 conn=wye

New Transformer.Trf23 Xhl=3.5 %loadloss=1.86 windings=2 %noloadloss=0.39 %imag=2.7

~ wdg=1 bus=B23 kv=13.8 kva=75 conn=delta

~ wdg=2 bus=C23 kv=0.22 kva=75 conn=wye

New Transformer.Trf24 Xhl=3.5 %loadloss=1.86 windings=2 %noloadloss=0.39 %imag=2.7

~ wdg=1 bus=B24 kv=13.8 kva=75 conn=delta

~ wdg=2 bus=C24 kv=0.22 kva=75 conn=wye

New Transformer.Trf25 Xhl=3.5 %loadloss=1.68 windings=2 %noloadloss=0.34 %imag=2.5

~ wdg=1 bus=B25 kv=13.8 kva=112.5 conn=delta

~ wdg=2 bus=C25 kv=0.22 kva=112.5 conn=wye

New Transformer.T1 Xhl=3.5 %loadloss=2.7 windings=2 %noloadloss=0.56 %imag=4

~ wdg=1 bus=A3 kv=13.8 kva=15 conn=delta

~ wdg=2 bus=Z1 kv=0.22 kva=15 conn=wye

New Transformer.T2 Xhl=3.5 %loadloss=2.7 windings=2 %noloadloss=0.56 %imag=4

~ wdg=1 bus=A4 kv=13.8 kva=15 conn=delta

~ wdg=2 bus=Z2 kv=0.22 kva=15 conn=wye

New Transformer.T3 Xhl=3.5 %loadloss=1.68 windings=2 %noloadloss=0.34 %imag=2.5

~ wdg=1 bus=A6 kv=13.8 kva=112.5 conn=delta

~ wdg=2 bus=Z3 kv=0.22 kva=112.5 conn=wye

New Transformer.T4 Xhl=3.5 %loadloss=2.31 windings=2 %noloadloss=0.5 %imag=3.6

~ wdg=1 bus=A22 kv=13.8 kva=30 conn=delta

~ wdg=2 bus=Z4 kv=0.22 kva=30 conn=wye

New Transformer.T5 Xhl=3.5 %loadloss=1.86 windings=2 %noloadloss=0.39 %imag=2.7

~ wdg=1 bus=A9 kv=13.8 kva=75 conn=delta

~ wdg=2 bus=Z5 kv=0.22 kva=75 conn=wye

New Transformer.T6 Xhl=3.5 %loadloss=1.68 windings=2 %noloadloss=0.34 %imag=2.5

~ wdg=1 bus=A10 kv=13.8 kva=112.5 conn=delta

~ wdg=2 bus=Z6 kv=0.22 kva=112.5 conn=wye

New Transformer.T7 Xhl=3.5 %loadloss=2.1 windings=2 %noloadloss=0.43 %imag=3.2

~ wdg=1 bus=A12 kv=13.8 kva=45 conn=delta

~ wdg=2 bus=Z7 kv=0.22 kva=45 conn=wye

New Transformer.T8 Xhl=3.5 %loadloss=2.31 windings=2 %noloadloss=0.5 %imag=3.6

~ wdg=1 bus=A13 kv=13.8 kva=30 conn=delta

~ wdg=2 bus=Z8 kv=0.22 kva=30 conn=wye

New Transformer.T9 Xhl=3.5 %loadloss=2.1 windings=2 %noloadloss=0.43 %imag=3.2

~ wdg=1 bus=A14 kv=13.8 kva=45 conn=delta

~ wdg=2 bus=Z9 kv=0.22 kva=45 conn=wye

New Transformer.T10 Xhl=3.5 %loadloss=1.9 windings=2 %noloadloss=0.4 %imag=3

~ wdg=1 bus=A15 kv=13.8 kva=45 conn=delta

~ wdg=2 bus=Z10 kv=0.22 kva=45 conn=wye

New Transformer.T11 Xhl=3.5 %loadloss=2.31 windings=2 %noloadloss=0.5 %imag=3.6

~ wdg=1 bus=A17 kv=13.8 kva=30 conn=delta

~ wdg=2 bus=Z11 kv=0.22 kva=30 conn=wye

New Transformer.T12 Xhl=3.5 %loadloss=2.1 windings=2 %noloadloss=0.43 %imag=3.2

~ wdg=1 bus=A19 kv=13.8 kva=45 conn=delta

~ wdg=2 bus=Z12 kv=0.22 kva=45 conn=wye

New Transformer.T13 Xhl=3.5 %loadloss=2.7 windings=2 %noloadloss=0.56 %imag=4

~ wdg=1 bus=A20 kv=13.8 kva=15 conn=delta

~ wdg=2 bus=Z13 kv=0.22 kva=15 conn=wye

New Transformer.T14 Xhl=3.5 %loadloss=2.1 windings=2 %noloadloss=0.43 %imag=3.2

~ wdg=1 bus=A21 kv=13.8 kva=45 conn=delta

~ wdg=2 bus=Z14 kv=0.22 kva=45 conn=wye

Todos os transformadores declarados na lista que iniciam com “Trf”, seguidos de um número, se referem ao trecho do sistema de distribuição retratada na Figura 2, setor B, enquanto os que iniciam com “T”, seguidos de um número, se referem ao outro trecho do sistema, setor A.

### 2.2.5 Elemento Carga – Elemento de Conversão de Energia (PC)

No OpenDSS, os elementos que convertem energia elétrica em outra forma de energia, ou vice-versa, são representados pelos elementos de conversão de energia (PC), que podem ser os geradores, cargas, acumuladores de energia, dentre outros. Geralmente, apresentam somente um terminal com N conectores. A Figura 11 exemplifica como o OpenDSS interpreta tal elemento.

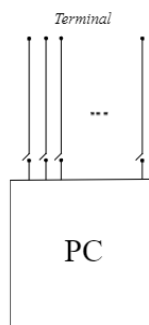


Figura 11 - Elemento de Conversão de Energia

A implementação das cargas é realizada pela declaração de algumas características da carga em questão conforme o exemplo a seguir:

New Load.carga5 bus1=C5 kv=0.22 kVA= 14.6 PF=0.90

O trecho de código cria uma carga, a partir do comando *New*, informa a barra ao qual se deseja conectar à carga em questão e define a tensão de base, potência aparente de base e fator de potência da carga através dos comandos *KV*, *KVA* e *PF*.





### 3 *Resultados e Discussões*

De acordo com a apresentação no capítulo anterior, o modo utilizado para solução e análise do fluxo de potência no OpenDSS neste presente trabalho foi o modo snapshot, em que o fluxo é solucionado em um instante específico de tempo. Foram escolhidos três instantes de tempo distintos, o qual cada instante representa o instante de maior demanda em um determinado período (manhã, tarde, noite). Desse modo, foi possível através do comando *Plot -Circuit* extrair representações do fluxo de potência na rede em cada período considerado, conforme Figuras 12, 13 e 14.

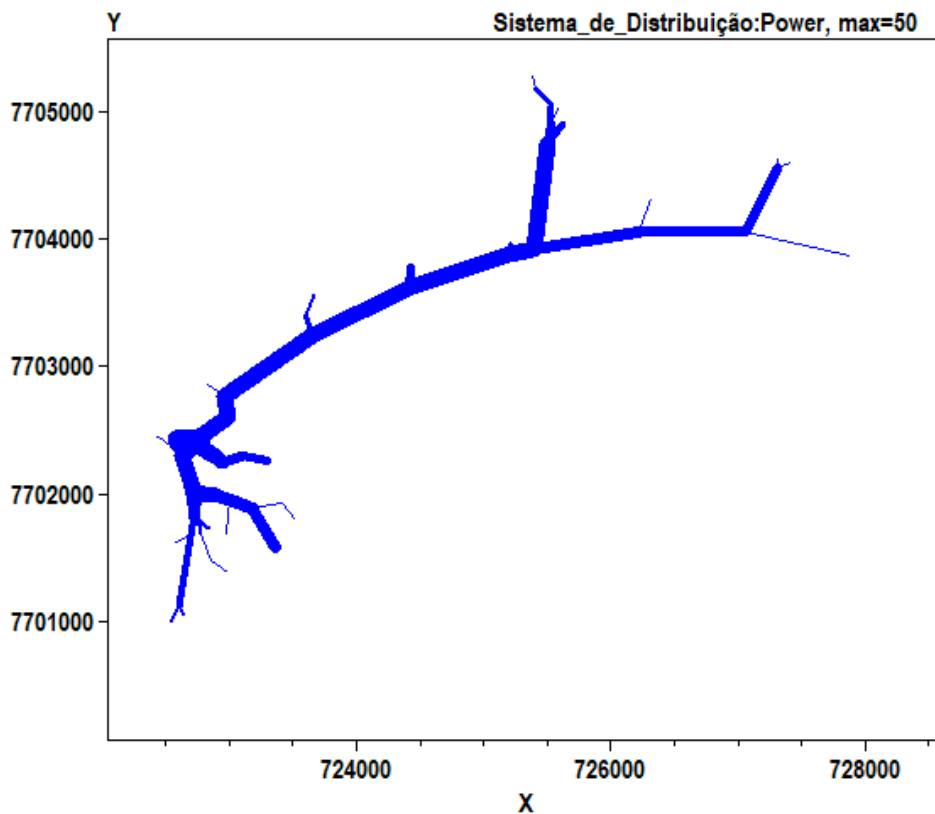


Figura 12 - Fluxo de potência na rede em um instante de demanda máxima do período da manhã

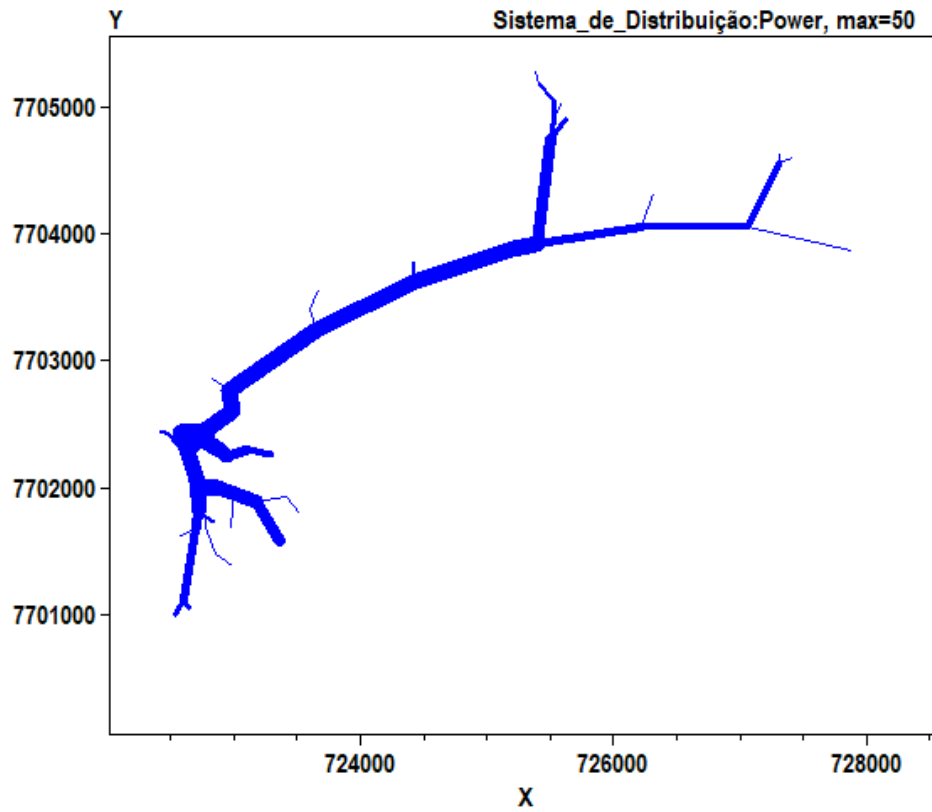


Figura 13 - Fluxo de potência na rede em um instante de demanda máxima do período da tarde

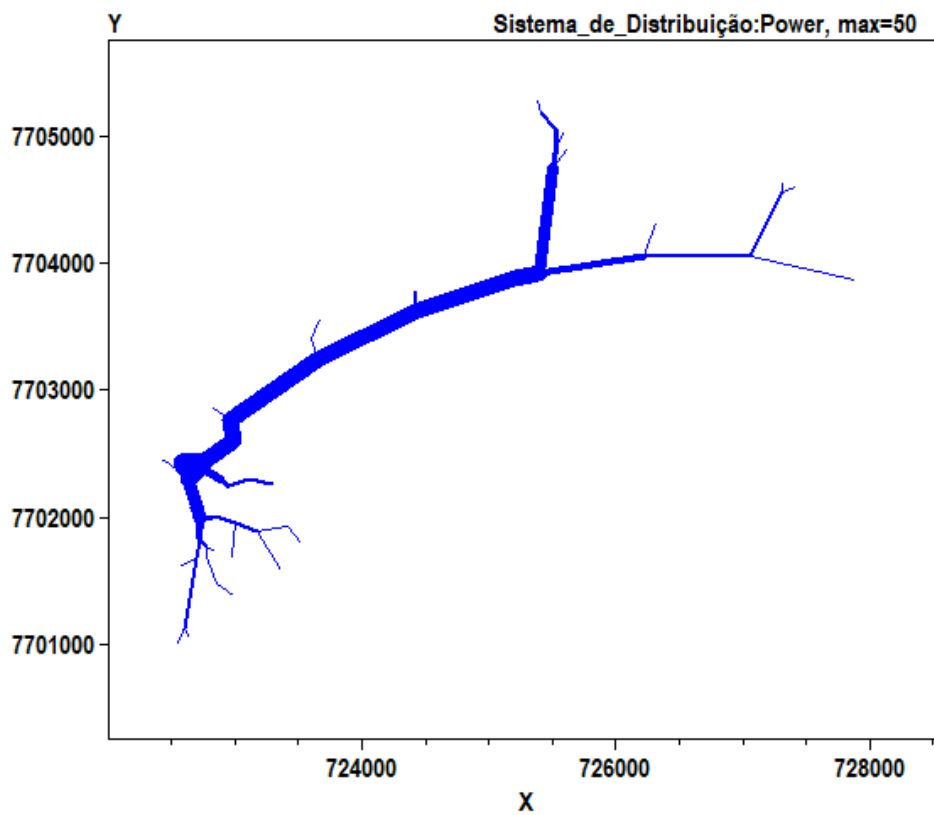


Figura 14 - Fluxo de potência na rede em um instante de demanda máxima do período da noite

A espessura das linhas na representação unifilar acima é proporcional à potência transportada. Nota-se que o fluxo de potência se concentra, em sua maior parte, ao longo do tronco do alimentador e este fluxo se dá no sentido da barra  $i$  para as outras barras da rede. Isso pode ser explicado pelo fato de o circuito considerado ser radial e, conseqüentemente, requerer maior carregamento no tronco do alimentador. Além disso, pelas Figuras 12, 13 e 14, pode-se notar também que, pela espessura das linhas, os períodos da manhã e tarde apresentam maior transporte de potência entre as barras da rede.

Para análise das tensões em cada barra da rede, o software conta com a função *Plot – Profile* que permite a visualização dos perfis de tensão ao longo do alimentador de acordo com a distância em relação à barra de referência I. Através desse comando obteve-se as tensões de todas as barras conforme Figuras 15, 16 e 17.

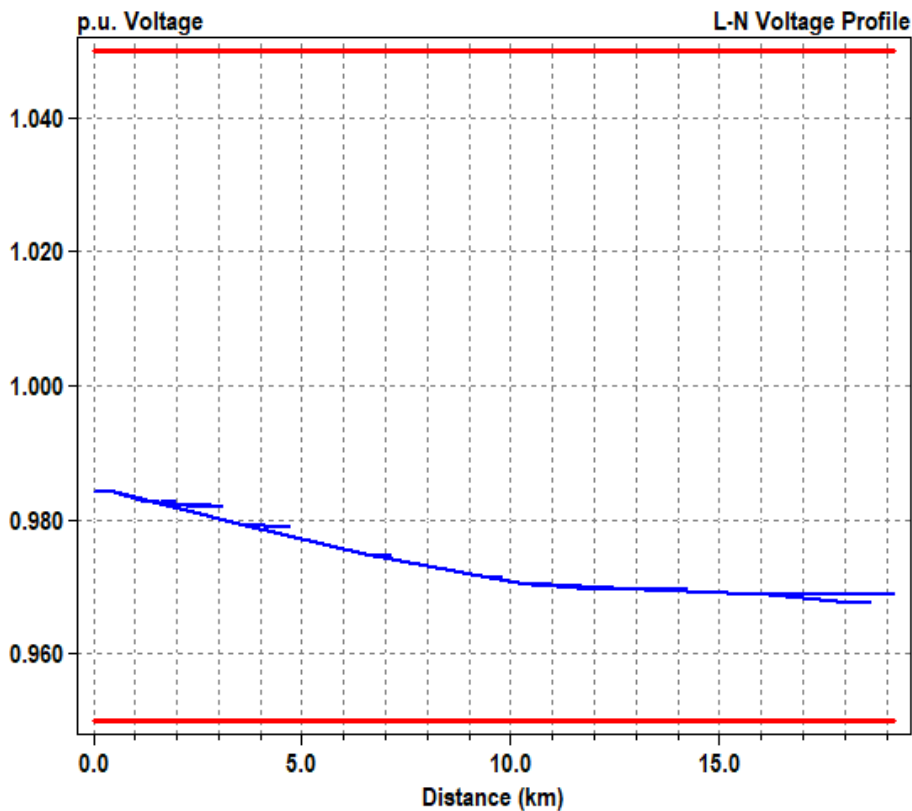


Figura 15 - Perfil de tensão ao longo do alimentador em um instante de tempo no período da manhã

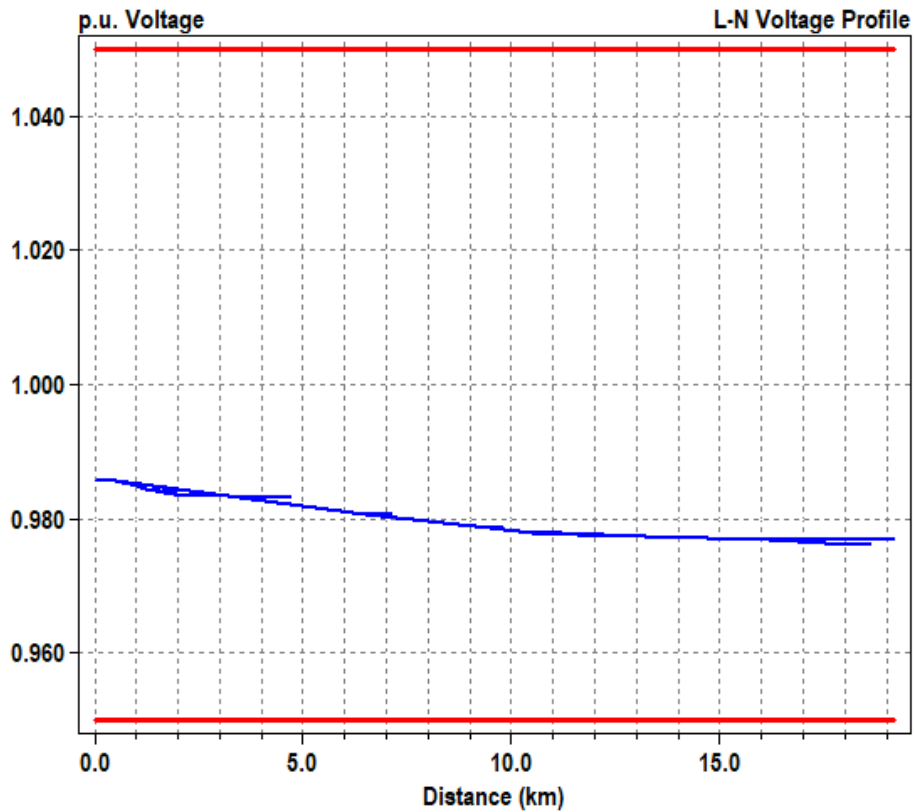


Figura 16 - Perfil de tensão ao longo do alimentador em um instante de tempo no período da tarde

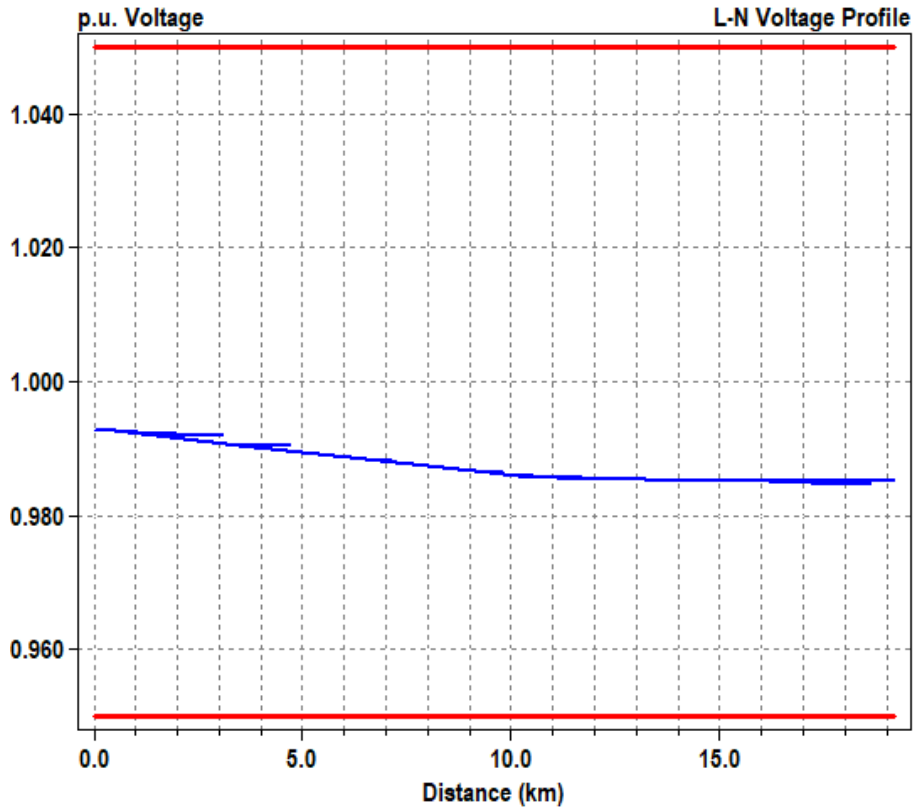


Figura 17 - Perfil de tensão ao longo do alimentador em um instante de tempo no período da noite

Em todos os três períodos considerados, as tensões nas barras não violaram os limites da faixa considerada como adequada, segundo o módulo 8 do PRODIST [7], que é de 0,93 pu a 1,05 pu.

A partir do comando Show Currents é possível analisar as correntes presentes nos trafos no instante considerado. Para o instante que representa máxima demanda no período da tarde obteve-se as correntes da Tabela 4, onde é possível observar ociosidade em boa parte dos transformadores.

Tabela 4 – Correntes nos transformadores em relação ao valor nominal e ao de emergência em um instante que representa máxima demanda no período da tarde

<b>Transformador</b>	<b>% Nominal</b>	<b>% Emergência</b>
TRANSFORMER.T1	25.87	18.97
TRANSFORMER.T2	3.87	2.84
TRANSFORMER.T3	21.02	15.42
TRANSFORMER.T4	48.34	35.45
TRANSFORMER.T5	13.56	9.94
TRANSFORMER.T6	31.73	23.27
TRANSFORMER.T7	6.46	4.74
TRANSFORMER.T8	46.19	33.87
TRANSFORMER.T9	15.90	11.66
TRANSFORMER.T10	22.53	16.52
TRANSFORMER.T11	50.23	36.84
TRANSFORMER.T12	33.68	24.70
TRANSFORMER.T13	56.31	41.30
TRANSFORMER.T14	33.21	24.36
TRANSFORMER.TRF1	35.05	25.70
TRANSFORMER.TRF2	34.92	25.61
TRANSFORMER.TRF3	39.76	29.16
TRANSFORMER.TRF4	36.87	27.04
TRANSFORMER.TRF5	45.01	33.00
TRANSFORMER.TRF6	31.95	23.43
TRANSFORMER.TRF7	6.54	4.80
TRANSFORMER.TRF8	20.25	14.85
TRANSFORMER.TRF9	31.23	22.90
TRANSFORMER.TRF10	23.90	17.53
TRANSFORMER.TRF11	39.43	28.91
TRANSFORMER.TRF12	31.77	23.30
TRANSFORMER.TRF13	37.61	27.58
TRANSFORMER.TRF14	28.40	20.82
TRANSFORMER.TRF15	22.10	16.20
TRANSFORMER.TRF16	26.20	19.22
TRANSFORMER.TRF17	14.69	10.78
TRANSFORMER.TRF18	17.06	12.51
TRANSFORMER.TRF19	14.57	10.69
TRANSFORMER.TRF20	25.49	18.69
TRANSFORMER.TRF21	13.71	10.06
TRANSFORMER.TRF22	27.75	20.35
TRANSFORMER.TRF23	29.42	21.57
TRANSFORMER.TRF24	19.94	14.62
TRANSFORMER.TRF25	42.34	31.05

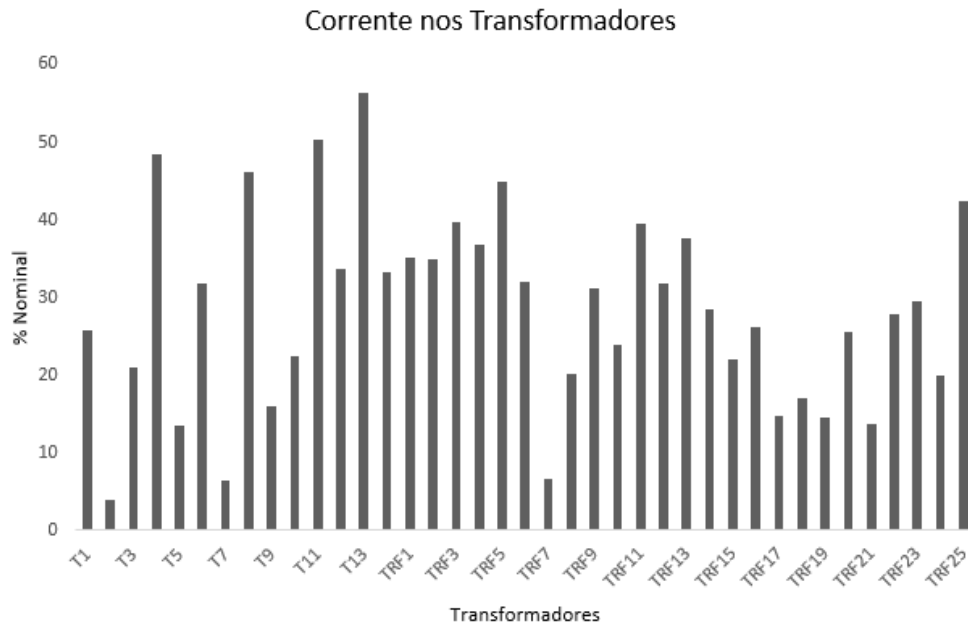


Figura 18 – Gráfico das correntes nos transformadores em relação ao valor nominal em um instante que representa máxima demanda no período da tarde

A Figura 18 exhibe a corrente em cada um dos transformadores do sistema em estudo no período da tarde citado anteriormente.

Como mais de um dos seus recursos, o OpenDSS permite visualização dos elementos que estão sobrecarregados na rede através da função *Export Overloads*. No caso, o software não detectou nenhum elemento sobrecarregado.

Além disso, com a solução do fluxo de carga, o software realiza cálculos de perdas nas linhas e nos transformadores da rede, sendo possível visualizar todas essas perdas por meio do comando *Show Losses*, o qual, após executado, exhibe em forma de relatório as perdas no circuito. A Tabela 5 mostra as perdas nas linhas e nos transformadores da rede.

Tabela 5 - Perdas nas linhas e transformadores da rede

Período	Perdas nos Transformadores (KW)	Perdas nas Linhas (KW)	Potência Total – Cargas (KW)	% Perdas
Manhã	12,0	5,5	774,6	2,25
Tarde	11,4	2,7	687,6	2,05
Noite	10,9	1,3	323,4	3,78

Visando simular uma situação que pudesse representar de forma fictícia um dia atípico de carregamento no sistema, para previsão de uma possível condição crítica, criou-se um cenário o qual representa uma situação em que todas as cargas do setor B, onde há maior demanda, estejam operando com 75% das capacidades nominais dos

correspondentes transformadores ligados a cada uma das cargas em algum instante do período da manhã de um dia qualquer.

Após a solução do fluxo de potência do circuito na condição citada anteriormente, obteve-se o perfil de tensão da Figura 19.

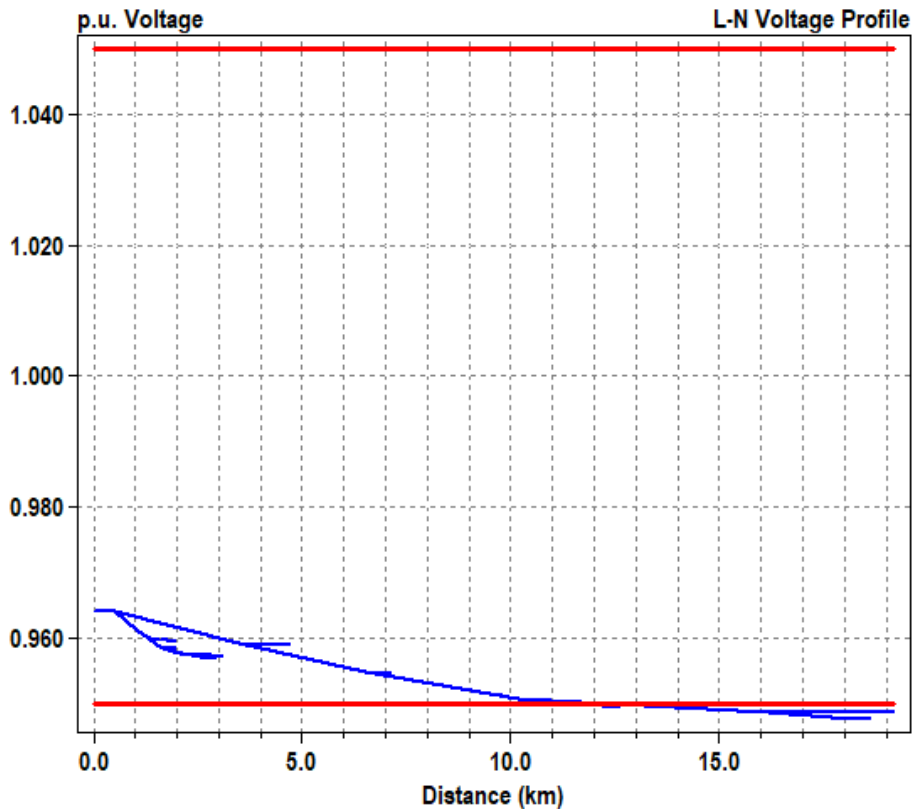


Figura 19 - Perfil de tensão ao longo alimentador em um caso em que o setor B da rede está com 75% de carregamento

Com esse nível de carregamento na rede, a queda de tensão ao longo do alimentador se torna apreciável, a ponto da tensão em alguns elementos da rede ficar abaixo do limite inferior da faixa de tensão considerada adequada conforme exigência da ANEEL [7]. Além disso, o transformador T2 da rede fica sobrecarregado, o que, dependendo do tempo de carregamento, pode provocar severos danos à vida útil do transformador e, ainda, pode causar interrupção de energia no sistema caso a alta corrente presente no enrolamento do transformador acione algum sistema de proteção.

Tabela 6 - Corrente nos transformadores em cenário simulando carregamento atípico da linha com todas as cargas do setor B com 75% da capacidade nominal

Transformador	% Nominal	% Emergência
TRANSFORMER.T1	93.80	68.79
TRANSFORMER.T2	130.44	95.66
TRANSFORMER.T3	45.36	33.26

TRANSFORMER.T4	95.50	70.03
TRANSFORMER.T5	54.45	39.93
TRANSFORMER.T6	41.94	30.75
TRANSFORMER.T7	22.65	16.61
TRANSFORMER.T8	54.42	39.91
TRANSFORMER.T9	39.64	29.07
TRANSFORMER.T10	24.33	17.84
TRANSFORMER.T11	37.21	27.29
TRANSFORMER.T12	77.20	56.61
TRANSFORMER.T13	66.10	48.47
TRANSFORMER.T14	34.21	25.09
TRANSFORMER.TRF1	73.17	53.66
TRANSFORMER.TRF2	71.86	52.70
TRANSFORMER.TRF3	72.55	53.20
TRANSFORMER.TRF4	72.75	53.35
TRANSFORMER.TRF5	72.70	53.32
TRANSFORMER.TRF6	72.36	53.06
TRANSFORMER.TRF7	71.69	52.57
TRANSFORMER.TRF8	72.75	53.35
TRANSFORMER.TRF9	72.41	53.10
TRANSFORMER.TRF10	72.40	53.09
TRANSFORMER.TRF11	73.01	53.54
TRANSFORMER.TRF12	72.83	53.41
TRANSFORMER.TRF13	72.38	53.08
TRANSFORMER.TRF14	72.26	52.99
TRANSFORMER.TRF15	73.03	53.55
TRANSFORMER.TRF16	72.40	53.09
TRANSFORMER.TRF17	72.40	53.09
TRANSFORMER.TRF18	72.97	53.51
TRANSFORMER.TRF19	72.37	53.07
TRANSFORMER.TRF20	71.45	52.40
TRANSFORMER.TRF21	72.36	53.07
TRANSFORMER.TRF22	72.47	53.15
TRANSFORMER.TRF23	72.58	53.23
TRANSFORMER.TRF24	72.58	53.22
TRANSFORMER.TRF25	72.46	53.13

---

Os valores de corrente nos transformadores da Tabela 6, em relação ao valor nominal, podem ser melhor visualizados através da Figura 20.



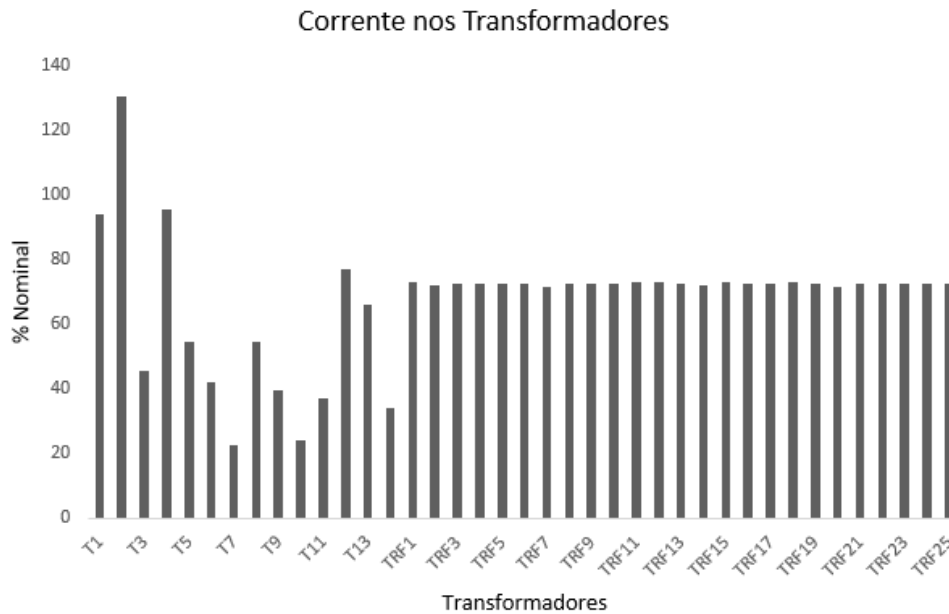


Figura 20 – Gráfico das correntes nos transformadores em cenário simulando carregamento atípico da linha com todas as cargas do setor B com 75% da capacidade nominal

A sobrecarga no transformador T2, nesse caso, atinge o valor de 130,44%, o que segundo normas técnicas do manual de distribuição da Cemig [8] não é permitido. O carregamento máximo admitido para os transformadores média tensão-baixa tensão, em circuitos já existentes, é no máximo de 120% da capacidade nominal e, em circuitos novos ou planejados para permitir ligação de novas cargas, poderia chegar no máximo a 100% da capacidade nominal do equipamento [8].

Nesta condição, a tensão na barra 1006 do transformador apresenta o valor de tensão 0.9268 pu, conforme Figura 21. Uma das possíveis estratégias para solucionar esse problema com alto nível de carregamento e nível de tensão abaixo do limite da faixa considerada como adequada é a implementação de um banco regulador de tensão. Como estratégia escolheu-se alocar o regulador entre as barras 1005 e 1006, pois essa região envolve pontos de maior variação de tensão na rede.

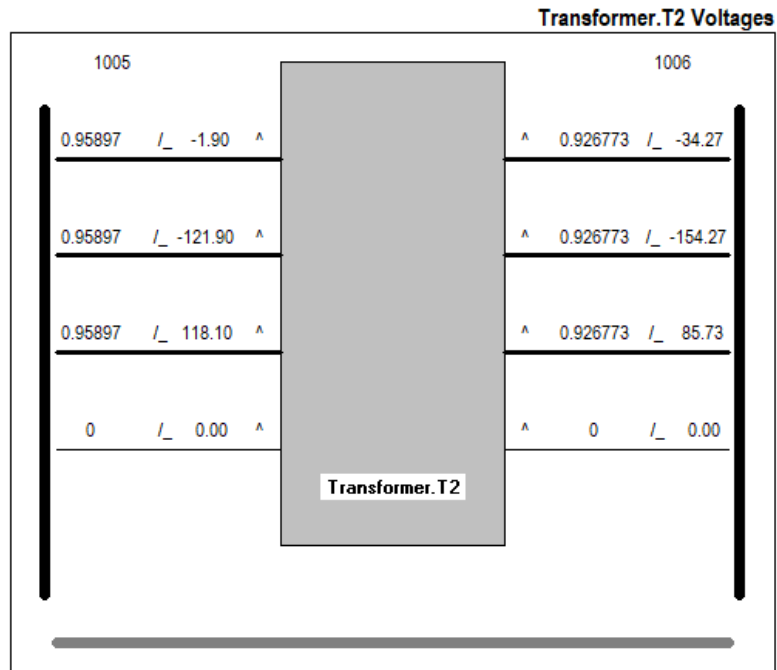


Figura 21 –Tensão em pu na barra 1006

A implementação de um banco de regulador de tensão no OpenDSS requer implementação de um transformador seguido da função regcontrol, responsável pela regulação automática de tensão. A linha de comando a seguir demonstra a implementação do regulador de tensão no software.

```
new transformer.reg1a windings=2 buses=(1005 1006)
conns='delta wye' kvs="13.8 0.22" kvas="30 30" XHL=3.5 mintap=0.95 maxtap=1.05
sub=yes
new regcontrol.creg1a transformer=reg1a winding=2 vreg=13.8 band=2 ptratio=150
ctprim=30 bus=1005 enabled=True delay=60
```

Com a implementação do regulador de tensão mencionado anteriormente houve redução no carregamento do transformador T2 conforme mostrado pela Tabela 7, além de haver um ligeiro aumento na tensão da barra 1006 conforme pode ser visto na Figura 22.

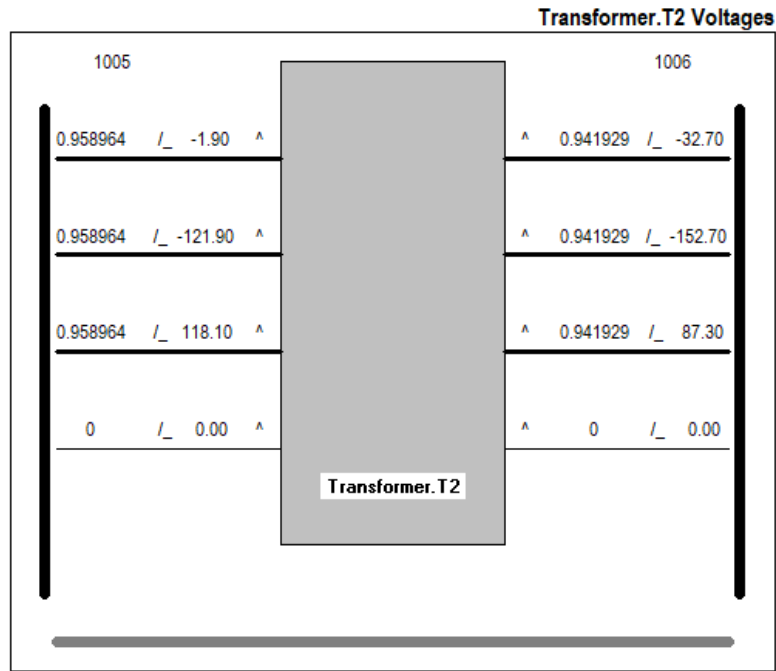


Figura 22 - Tensão em pu na barra 1006 com implementação do regulador de tensão

Tabela 7 - Efeito do regulador de tensão atuando na barra conectada ao transformador sobrecarregado na condição de carregamento atípico da linha com todas as cargas do setor B operando com 75% da capacidade nominal

Transformador	% Nominal	% Emergência
TRANSFORMER.T1	93.80	68.79
TRANSFORMER.T2	55.68	40.83
TRANSFORMER.T3	45.36	33.26
TRANSFORMER.T4	95.50	70.03
TRANSFORMER.T5	54.46	39.93
TRANSFORMER.T6	41.94	30.75
TRANSFORMER.T7	22.65	16.61
TRANSFORMER.T8	54.42	39.91
TRANSFORMER.T9	39.64	29.07
TRANSFORMER.T10	24.33	17.84
TRANSFORMER.T11	37.21	27.29
TRANSFORMER.T12	77.20	56.61
TRANSFORMER.T13	66.10	48.47
TRANSFORMER.T14	34.21	25.09
TRANSFORMER.TRF1	73.17	53.66
TRANSFORMER.TRF2	71.86	52.70
TRANSFORMER.TRF3	72.55	53.20
TRANSFORMER.TRF4	72.75	53.35
TRANSFORMER.TRF5	72.70	53.32
TRANSFORMER.TRF6	72.36	53.06

TRANSFORMER.TRF7	71.69	52.57
TRANSFORMER.TRF8	72.76	53.35
TRANSFORMER.TRF9	72.41	53.10
TRANSFORMER.TRF10	72.40	53.09
TRANSFORMER.TRF11	73.01	53.54
TRANSFORMER.TRF12	72.83	53.41
TRANSFORMER.TRF13	72.38	53.08
TRANSFORMER.TRF14	72.26	52.99
TRANSFORMER.TRF15	73.03	53.55
TRANSFORMER.TRF16	72.40	53.10
TRANSFORMER.TRF17	72.40	53.09
TRANSFORMER.TRF18	72.98	53.52
TRANSFORMER.TRF19	72.37	53.07
TRANSFORMER.TRF20	71.45	52.40
TRANSFORMER.TRF21	72.36	53.07
TRANSFORMER.TRF22	72.47	53.15
TRANSFORMER.TRF23	72.58	53.23
TRANSFORMER.TRF24	72.58	53.22
TRANSFORMER.TRF25	72.46	53.14
TRANSFORMER.REG1A	39.45	28.93

Outro recurso interessante no OpenDSS é o estudo das correntes de falta. Através do modo *Fault Study*, o programa realiza os cálculos de corrente trifásica, fase-fase e fase-terra em que os resultados podem ser exibidos pelo comando *Show Faults*. Com o intuito de se visualizar os efeitos da unificação entre os dois setores, A e B, em relação às correntes de falta do sistema, segue adiante uma comparação entre as correntes de falta desse estudo com o estudo realizado anteriormente pela aluna Hadassa em seu Trabalho de Conclusão de Curso [4].

Tabela 8 - Comparação entre faltas Trifásicas de diferentes estudos

<b>Barras</b>	<b>Falta Trifásica (A) setores A e B unificados</b>	<b>Falta Trifásica (A) somente setor A</b>	<b>Diferença percentual</b>
1001	1860	1858	0,107642626
1002	1293	1311	1,372997712
1003	1139	1161	1,894918174
1004	610	633	3,633491311
1005	1012	1036	2,316602317
1006	612	632	3,164556962
1007	940	959	1,981230448
1008	848	868	2,304147465

1009	4132	4293	3,750291172
1010	727	744	2,284946237
1011	697	714	2,380952381
1012	1178	1231	4,305442729
1013	690	706	2,266288952
1014	663	679	2,35640648
1015	2787	2917	4,456633528
1016	606	622	2,572347267
1017	3982	4157	4,209766659
1018	613	630	2,698412698
1019	577	594	2,861952862
1020	1709	1800	5,055555556
1021	577	594	2,861952862
1022	1164	1224	4,901960784
1023	539	555	2,882882883
1024	1708	1796	4,899777283
1025	516	532	3,007518797
1026	1878	1977	5,007587253
1027	561	577	2,772963605
1028	503	519	3,082851638
1029	1157	1218	5,008210181
1030	472	487	3,080082136
1031	395	409	3,422982885
1032	1688	1768	4,524886878
1033	385	399	3,50877193
1034	586	618	5,177993528
1035	382	396	3,535353535
1036	1671	1762	5,164585698

Tabela 9 - Comparação entre faltas Fase – Terra de diferentes estudos

<b>Barras</b>	<b>Falta Fase – Terra (A) setores A e B unificados</b>	<b>Falta Fase – Terra (A) somente setor B</b>	<b>Erro percentual</b>
1001	1503	1527	1,571709234
1002	880	906	2,869757174
1003	788	812	2,955665025
1004	612	635	3,622047244
1005	711	735	3,265306122
1006	614	635	3,307086614
1007	609	630	3,333333333
1008	561	582	3,608247423
1009	4271	4448	3,979316547
1010	462	481	3,95010395
1011	447	466	4,077253219
1012	1189	1245	4,497991968
1013	437	455	3,956043956
1014	424	442	4,07239819

1015	2860	3000	4,666666667
1016	396	413	4,11622276
1017	4153	4348	4,484820607
1018	399	417	4,316546763
1019	381	398	4,271356784
1020	1740	1834	5,125408942
1021	381	398	4,271356784
1022	1177	1239	5,004035513
1023	361	377	4,24403183
1024	1740	1831	4,96996177
1025	349	364	4,120879121
1026	1918	2022	5,143422354
1027	355	371	4,312668464
1028	327	342	4,385964912
1029	1171	1235	5,182186235
1030	299	313	4,47284345
1031	260	273	4,761904762
1032	1725	1812	4,801324503
1033	256	268	4,47761194
1034	591	623	5,136436597
1035	254	267	4,868913858
1036	1712	1807	5,257332595

Tabela 10 - Comparação entre faltas Fase-Fase de diferentes estudos

<b>Barras</b>	<b>Falta Fase – Terra (A) setores A e B unificados</b>	<b>Falta Fase – Terra (A) somente setor B</b>	<b>Erro percentual</b>
1001	1611	1609	0,124300808
1002	1120	1135	1,321585903
1003	986	1005	1,890547264
1004	528	548	3,649635036
1005	877	898	2,338530067
1006	530	548	3,284671533
1007	814	831	2,045728039
1008	735	752	2,260638298
1009	3578	3717	3,739574926
1010	630	644	2,173913043
1011	603	618	2,427184466
1012	1020	1066	4,315196998
1013	597	612	2,450980392
1014	574	588	2,380952381
1015	2413	2526	4,473475851
1016	525	539	2,597402597
1017	3448	3599	4,195609892
1018	531	545	2,568807339
1019	500	514	2,723735409

1020	1480	1559	5,067350866
1021	500	514	2,723735409
1022	1008	1060	4,905660377
1023	467	481	2,910602911
1024	1479	1555	4,887459807
1025	447	461	3,036876356
1026	1626	1712	5,023364486
1027	486	500	2,8
1028	435	449	3,118040089
1029	1002	1055	5,023696682
1030	409	422	3,08056872
1031	342	354	3,389830508
1032	1462	1531	4,506858263
1033	333	346	3,757225434
1034	508	536	5,223880597
1035	331	343	3,498542274
1036	1447	1525	5,114754098

---

Pelas Tabelas 8, 9 e 10, a diferença percentual entre as correntes de falta dos dois estudos é menor que 5,16% no caso de falta trifásica, menor que 5,26% no caso de falta Fase – Terra e menor que 5,22% no caso Fase – Fase.





## 4 *Conclusão*

Este trabalho visou explorar o uso do software OpenDSS para modelar e analisar um trecho de um sistema de distribuição real localizado no campus da UFV. O fato de o OpenDSS ser um software livre de código aberto representa uma grande vantagem em relação aos demais softwares de simulação de redes de distribuição. No entanto, apresenta a desvantagem de não ter uma interface gráfica amigável e nem ambiente de programação de fácil manipulação de elementos disponível ao usuário.

Dentro do objetivo deste trabalho em realizar simulações no OpenDSS através do recurso snapshot, a rede simulada atendeu às exigências requeridas pela ANEEL em relação à faixa de tensão considerada como adequada em que os elementos da rede devem operar. Exceto no caso em que foi simulada uma condição atípica fictícia, na qual as cargas do setor B da rede de distribuição operam com 75% da capacidade nominal dos transformadores atrelados a cada uma delas e, por consequência, acarreta em uma queda de tensão apreciável em alguns elementos da rede, tornando a tensão destes inferior ao limite considerado como adequado pela ANEEL.

Pela simulação proposta e análise no modo snapshot, a maioria dos transformadores opera bem abaixo de sua capacidade nominal, o que demonstra mal aproveitamento na alocação dos transformadores do sistema. Visando diminuir a ociosidade dos transformadores, uma vez que esta contribui para maiores perdas no sistema, uma distribuição otimizada dos transformadores poderia ser feita nos casos em que transformadores de potência mais elevada estão com carregamento muito inferior ao carregamento nominal, substituindo-os por transformadores de potência nominal menor.

Os transformadores existem em larga escala em qualquer rede de distribuição elétrica. Eles apresentam um baixo custo unitário, mas quando se analisa o todo, os transformadores em conjunto representam boa parte dos investimentos das empresas fornecedoras de energia. Assim, a seleção e o gerenciamento de transformadores constitui um fator importante para as empresas fornecedoras de energia e para os contratantes também.

Como proposta para trabalhos futuros, uma sugestão seria a realização de um mapeamento e modelagem de outros setores da rede de distribuição do campus UFV com

o objetivo de unificar os trechos do alimentador em cada setor e, assim, fechar um estudo sobre toda a rede do campus.

## 5 *Referência Bibliográfica*

- [1] KAGAN, N.; OLIVEIRA, C.C.B.; ROBBA, E.J, Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica, 2<sup>a</sup> ed. São Paulo: Blucher, 2010.
- [2] STEVENSON, W. D.; Elementos de Análise de Sistemas de Potência, 2<sup>a</sup> Ed. São Paulo, McGraw-Hill, 1986.
- [3] T. Gonen, Electric Power Distribution System Engineering. McGraw-Hill, USA, 1986.
- [4] Oliveira. Hadassa Ariane; Trabalho de Conclusão de Curso –ANÁLISE DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO NO SETOR DA SERICICULTURA NO CAMPUS DA UFV VIA *SOFTWARE OPENDSS* – Orientador: Prof. Dr. Tarcísio de Assunção Pizziole. Aprovado em 20 de dezembro de 2016
- [5] C. R. Dugan, Reference Guide: The Open Distribution System Simulator (OpenDSS) - Revision 7.6.5. Palo Alto: Electric Power Research Institute, 2018.
- [6] W. H. Kersting, Distribution system modeling and analysis, 30 ed. Boca Raton: CRC Press, 2012.
- [7] ANEEL, Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica. Revisão 10. Disponível em: <  
[https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/Módulo\\_8-Revisao\\_10/2f7cb862-e9d7-3295-729a-b619ac6baab9](https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/Módulo_8-Revisao_10/2f7cb862-e9d7-3295-729a-b619ac6baab9)>. Acesso em 13 de agosto de 2019
- [8] CEMIG, Manual de Distribuição - ND 3.1 - Projetos de Redes de Distribuição Aéreas Urbanas, 2014.



## ***Apêndice – Código Fonte (OpenDSS)***

### ***Código Completo:***

Clear

New Circuit.Sistema\_de\_Distribuição bus1=1001 basekv=13.8 pu=1.00 MVAsc1=36.6  
MVAsc3=44.4

Set voltagebases=[13.8 0.22]

// Modelo dos Cabos

New Linecode.2/0awg R1=0.822 X1=0.2682 R0=1.381 X0=1.9917 units=km normamps=112

New Linecode.4awg R1=1.5212 X1=0.4544 R0=1.7065 X0=2.02 units=km normamps=98

New Linecode.#50mmAL R1=0.822 X1=0.2682 R0=1.381 X0=1.9917 normamps=112

// Transformadores

New Transformer.T1 Xhl=3.5 %loadloss=2.7 windings=2 %noloadloss=0.56 %imag=4

~ wdg=1 bus=1003 kv=13.8 kva=15 conn=delta

~ wdg=2 bus=1004 kv=0.22 kva=15 conn=wye

New Transformer.T2 Xhl=3.5 %loadloss=2.7 windings=2 %noloadloss=0.56 %imag=4

~ wdg=1 bus=1005 kv=13.8 kva=45 conn=delta

~ wdg=2 bus=1006 kv=0.22 kva=45 conn=wye

New Transformer.T3 Xhl=3.5 %loadloss=1.68 windings=2 %noloadloss=0.34 %imag=2.5

~ wdg=1 bus=1008 kv=13.8 kva=112.5 conn=delta

~ wdg=2 bus=1009 kv=0.22 kva=112.5 conn=wye

New Transformer.T4 Xhl=3.5 %loadloss=2.31 windings=2 %noloadloss=0.5 %imag=3.6

~ wdg=1 bus=1011 kv=13.8 kva=30 conn=delta

~ wdg=2 bus=1012 kv=0.22 kva=30 conn=wye

New Transformer.T5 Xhl=3.5 %loadloss=1.86 windings=2 %noloadloss=0.39 %imag=2.7

~ wdg=1 bus=1014 kv=13.8 kva=75 conn=delta

~ wdg=2 bus=1015 kv=0.22 kva=75 conn=wye

New Transformer.T6 Xhl=3.5 %loadloss=1.68 windings=2 %noloadloss=0.34 %imag=2.5

~ wdg=1 bus=1016 kv=13.8 kva=112.5 conn=delta

~ wdg=2 bus=1017 kv=0.22 kva=112.5 conn=wye

New Transformer.T7 Xhl=3.5 %loadloss=2.1 windings=2 %noloadloss=0.43 %imag=3.2

~ wdg=1 bus=1019 kv=13.8 kva=45 conn=delta

~ wdg=2 bus=1020 kv=0.22 kva=45 conn=wye

New Transformer.T8 Xhl=3.5 %loadloss=2.31 windings=2 %noloadloss=0.5 %imag=3.6

~ wdg=1 bus=1021 kv=13.8 kva=30 conn=delta

~ wdg=2 bus=1022 kv=0.22 kva=30 conn=wye

New Transformer.T9 Xhl=3.5 %loadloss=2.1 windings=2 %noloadloss=0.43 %imag=3.2

~ wdg=1 bus=1023 kv=13.8 kva=45 conn=delta

~ wdg=2 bus=1024 kv=0.22 kva=45 conn=wye

New Transformer.T10 Xhl=3.5 %loadloss=1.9 windings=2 %noloadloss=0.4 %imag=3

~ wdg=1 bus=1025 kv=13.8 kva=50 conn=delta

~ wdg=2 bus=1026 kv=0.22 kva=50 conn=wye

New Transformer.T11 Xhl=3.5 %loadloss=2.31 windings=2 %noloadloss=0.5 %imag=3.6

~ wdg=1 bus=1028 kv=13.8 kva=30 conn=delta

~ wdg=2 bus=1029 kv=0.22 kva=30 conn=wye

New Transformer.T12 Xhl=3.5 %loadloss=2.1 windings=2 %noloadloss=0.43 %imag=3.2

~ wdg=1 bus=1031 kv=13.8 kva=45 conn=delta  
 ~ wdg=2 bus=1032 kv=0.22 kva=45 conn=wye  
 New Transformer.T13 Xhl=3.5 %loadloss=2.7 windings=2 %noloadloss=0.56 %imag=4  
 ~ wdg=1 bus=1033 kv=13.8 kva=15 conn=delta  
 ~ wdg=2 bus=1034 kv=0.22 kva=15 conn=wye  
 New Transformer.T14 Xhl=3.5 %loadloss=2.1 windings=2 %noloadloss=0.43 %imag=3.2  
 ~ wdg=1 bus=1035 kv=13.8 kva=45 conn=delta  
 ~ wdg=2 bus=1036 kv=0.22 kva=45 conn=wye  
 New Transformer.Trf1 Xhl=3.5 %loadloss=2.1 windings=2 %noloadloss=0.43 %imag=3.2  
 ~ wdg=1 bus=1001 kv=13.8 kva=45 conn=delta  
 ~ wdg=2 bus=C1 kv=0.22 kva=45 conn=wye  
 New Transformer.Trf2 Xhl=4.7 %loadloss=1.45 windings=2 %noloadloss=0.29 %imag=2.1  
 ~ wdg=1 bus=B28 kv=13.8 kva=225 conn=delta  
 ~ wdg=2 bus=C2 kv=0.22 kva=225 conn=wye New Transformer.Trf3 Xhl=3.5 %loadloss=1.86  
 windings=2 %noloadloss=0.39 %imag=2.7  
 ~ wdg=1 bus=B3 kv=13.8 kva=75 conn=delta  
 ~ wdg=2 bus=C3 kv=0.22 kva=75 conn=wye  
 New Transformer.Trf4 Xhl=3.5 %loadloss=2.1 windings=2 %noloadloss=0.43 %imag=3.2  
 ~ wdg=1 bus=B4 kv=13.8 kva=75 conn=delta  
 ~ wdg=2 bus=C4 kv=0.22 kva=75 conn=wye New Transformer.Trf5 Xhl=3.5 %loadloss=2.1  
 windings=2 %noloadloss=0.43 %imag=3.2  
 ~ wdg=1 bus=B6 kv=13.8 kva=45 conn=delta  
 ~ wdg=2 bus=C5 kv=0.22 kva=45 conn=wye  
 New Transformer.Trf6 Xhl=3.5 %loadloss=1.68 windings=2 %noloadloss=0.34 %imag=2.5  
 ~ wdg=1 bus=B5 kv=13.8 kva=112.5 conn=delta  
 ~ wdg=2 bus=C6 kv=0.22 kva=112.5 conn=wye  
 New Transformer.Trf7 Xhl=4.7 %loadloss=1.35 windings=2 %noloadloss=0.27 %imag=1.9  
 ~ wdg=1 bus=B33 kv=13.8 kva=300 conn=delta  
 ~ wdg=2 bus=C7 kv=0.22 kva=300 conn=wye  
 New Transformer.Trf8 Xhl=3.5 %loadloss=2.1 windings=2 %noloadloss=0.43 %imag=3.2  
 ~ wdg=1 bus=B30 kv=13.8 kva=45 conn=delta  
 ~ wdg=2 bus=C8 kv=0.22 kva=45 conn=wye  
 New Transformer.Trf9 Xhl=3.5 %loadloss=1.86 windings=2 %noloadloss=0.39 %imag=2.7  
 ~ wdg=1 bus=B35 kv=13.8 kva=75 conn=delta  
 ~ wdg=2 bus=C9 kv=0.22 kva=75 conn=wye  
 New Transformer.Trf10 Xhl=3.5 %loadloss=1.86 windings=2 %noloadloss=0.39 %imag=2.7  
 ~ wdg=1 bus=B37 kv=13.8 kva=75 conn=delta  
 ~ wdg=2 bus=C10 kv=0.22 kva=75 conn=wye  
 New Transformer.Trf11 Xhl=3.5 %loadloss=2.7 windings=2 %noloadloss=0.56 %imag=4  
 ~ wdg=1 bus=B12 kv=13.8 kva=15 conn=delta  
 ~ wdg=2 bus=C11 kv=0.22 kva=15 conn=wye  
 New Transformer.Trf12 Xhl=3.5 %loadloss=2.31 windings=2 %noloadloss=0.5 %imag=3.6  
 ~ wdg=1 bus=B13 kv=13.8 kva=30 conn=delta  
 ~ wdg=2 bus=C12 kv=0.22 kva=30 conn=wye  
 New Transformer.Trf13 Xhl=3.5 %loadloss=1.86 windings=2 %noloadloss=0.39 %imag=2.7  
 ~ wdg=1 bus=B14 kv=13.8 kva=75 conn=delta  
 ~ wdg=2 bus=C13 kv=0.22 kva=75 conn=wye  
 New Transformer.Trf14 Xhl=3.5 %loadloss=1.68 windings=2 %noloadloss=0.34 %imag=2.5  
 ~ wdg=1 bus=B15 kv=13.8 kva=112.5 conn=delta  
 ~ wdg=2 bus=C14 kv=0.22 kva=112.5 conn=wye  
 New Transformer.Trf15 Xhl=3.5 %loadloss=2.7 windings=2 %noloadloss=0.56 %imag=4  
 ~ wdg=1 bus=B11 kv=13.8 kva=15 conn=delta  
 ~ wdg=2 bus=C15 kv=0.22 kva=15 conn=wye  
 New Transformer.Trf16 Xhl=3.5 %loadloss=1.86 windings=2 %noloadloss=0.39 %imag=2.7  
 ~ wdg=1 bus=B8 kv=13.8 kva=75 conn=delta

```

~ wdg=2 bus=C16 kv=0.22 kva=75 conn=wye
New Transformer.Trf17 Xhl=3.5 %loadloss=1.86 windings=2 %noloadloss=0.39 %imag=2.7
~ wdg=1 bus=B34 kv=13.8 kva=75 conn=delta
~ wdg=2 bus=C17 kv=0.22 kva=75 conn=wye
New Transformer.Trf18 Xhl=3.5 %loadloss=2.7 windings=2 %noloadloss=0.56 %imag=4
~ wdg=1 bus=B16 kv=13.8 kva=15 conn=delta
~ wdg=2 bus=C18 kv=0.22 kva=15 conn=wye
New Transformer.Trf19 Xhl=3.5 %loadloss=1.86 windings=2 %noloadloss=0.39 %imag=2.7
~ wdg=1 bus=B19 kv=13.8 kva=75 conn=delta
~ wdg=2 bus=C19 kv=0.22 kva=75 conn=wye
New Transformer.Trf20 Xhl=4.7 %loadloss=1.35 windings=2 %noloadloss=0.27 %imag=1.9
~ wdg=1 bus=B22 kv=13.8 kva=300 conn=delta
~ wdg=2 bus=C20 kv=0.22 kva=300 conn=wye !na verdade sao dois de 300 KVAA
New Transformer.Trf21 Xhl=3.5 %loadloss=1.86 windings=2 %noloadloss=0.39 %imag=2.7
~ wdg=1 bus=B21 kv=13.8 kva=75 conn=delta
~ wdg=2 bus=C21 kv=0.22 kva=75 conn=wye
New Transformer.Trf22 Xhl=3.5 %loadloss=1.68 windings=2 %noloadloss=0.34 %imag=2.5
~ wdg=1 bus=B26 kv=13.8 kva=112.5 conn=delta
~ wdg=2 bus=C22 kv=0.22 kva=112.5 conn=wye
New Transformer.Trf23 Xhl=3.5 %loadloss=1.86 windings=2 %noloadloss=0.39 %imag=2.7
~ wdg=1 bus=B23 kv=13.8 kva=75 conn=delta
~ wdg=2 bus=C23 kv=0.22 kva=75 conn=wye
New Transformer.Trf24 Xhl=3.5 %loadloss=1.86 windings=2 %noloadloss=0.39 %imag=2.7
~ wdg=1 bus=B24 kv=13.8 kva=75 conn=delta
~ wdg=2 bus=C24 kv=0.22 kva=75 conn=wye
New Transformer.Trf25 Xhl=3.5 %loadloss=1.68 windings=2 %noloadloss=0.34 %imag=2.5
~ wdg=1 bus=B25 kv=13.8 kva=112.5 conn=delta
~ wdg=2 bus=C25 kv=0.22 kva=112.5 conn=wye

```

// Linha

```

New Line.linha1 bus1=1001 bus2=1002 linecode=2/0awg length=3 units=km
New Line.linha2 bus1=1002 bus2=1003 linecode=4awg length=0.6 units=km
New Line.linha3 bus1=1003 bus2=1005 linecode=4awg length=0.6 units=km
New Line.linha4 bus1=1002 bus2=1007 linecode=2/0awg length=3 units=km
New Line.linha5 bus1=1007 bus2=1008 linecode=4awg length=0.6 units=km
New Line.linha6 bus1=1007 bus2=1010 linecode=2/0awg length=3 units=km
New Line.linha7 bus1=1010 bus2=1011 linecode=4awg length=0.3 units=km
New Line.linha8 bus1=1010 bus2=1013 linecode=2/0awg length=0.7 units=km
New Line.linha9 bus1=1013 bus2=1014 linecode=4awg length=0.3 units=km
New Line.linha10 bus1=1014 bus2=1016 linecode=4awg length=0.7 units=km
New Line.linha11 bus1=1014 bus2=1018 linecode=4awg length=0.6 units=km
New Line.linha12 bus1=1018 bus2=1019 linecode=4awg length=0.5 units=km
New Line.linha13 bus1=1018 bus2=1021 linecode=4awg length=0.5 units=km
New Line.linha14 bus1=1021 bus2=1023 linecode=4awg length=0.6 units=km
New Line.linha15 bus1=1023 bus2=1025 linecode=4awg length=0.4 units=km
New Line.linha16 bus1=1013 bus2=1027 linecode=2/0awg length=3 units=km
New Line.linha17 bus1=1027 bus2=1028 linecode=4awg length=1 units=km
New Line.linha18 bus1=1027 bus2=1030 linecode=2/0awg length=3 units=km
New Line.linha19 bus1=1030 bus2=1031 linecode=4awg length=2 units=km
New Line.linha20 bus1=1031 bus2=1033 linecode=4awg length=0.3 units=km
New Line.linha21 bus1=1031 bus2=1035 linecode=4awg length=0.4 units=km
New Line.linha0A bus1=1001 bus2=B1 linecode=#50mmAL length=0.511 units=km

New Line.linha1A bus1=B1 bus2=B2 linecode=#50mmAL length=0.290 units=km
New Line.linha2A bus1=B2 bus2=B3 linecode=#50mmAL length=0.172 units=km

```

New Line.linha3A bus1=B3 bus2=B4 linecode=#50mmAL length=0.138 units=km  
 New Line.linha4A bus1=B4 bus2=B6 linecode=#50mmAL length=0.077 units=km  
 New Line.linha5A bus1=B6 bus2=B29 linecode=#50mmAL length=0.218 units=km  
 New Line.linha6A bus1=B29 bus2=B30 linecode=#50mmAL length=0.062 units=km  
 New Line.linha7A bus1=B29 bus2=B7 linecode=#50mmAL length=0.169 units=km  
 New Line.linha8A bus1=B7 bus2=B8 linecode=#50mmAL length=0.095 units=km  
 New Line.linha9A bus1=B7 bus2=B35 linecode=#50mmAL length=0.061 units=km  
 New Line.linha35A bus1=B9 bus2=B38 linecode=#50mmAL length=0.077 units=km  
 New Line.linha37A bus1=B12 bus2=B39 linecode=#50mmAL length=0.215 units=km  
 New Line.linha11A bus1=B9 bus2=B10 linecode=#50mmAL length=0.152 units=km  
 New Line.linha29A bus1=B10 bus2=B11 linecode=#50mmAL length=0.140 units=km  
 New Line.linha12A bus1=B10 bus2=B31 linecode=#50mmAL length=0.557 units=km  
 New Line.linha13A bus1=B31 bus2=B14 linecode=#50mmAL length=0.073 units=km  
 New Line.linha14A bus1=B31 bus2=B15 linecode=#50mmAL length=0.145 units=km  
 New Line.linha30A bus1=B6 bus2=B5 linecode=#50mmAL length=0.110 units=km  
 New Line.linha15A bus1=B16 bus2=B17 linecode=#50mmAL length=0.263 units=km  
 New Line.linha18A bus1=B19 bus2=B20 linecode=#50mmAL length=0.241 units=km  
 New Line.linha19A bus1=B20 bus2=B21 linecode=#50mmAL length=0.179 units=km  
 New Line.linha20A bus1=B19 bus2=B22 linecode=#50mmAL length=0.353 units=km  
 New Line.linha22A bus1=B23 bus2=B24 linecode=#50mmAL length=0.168 units=km  
 New Line.linha23A bus1=B24 bus2=B25 linecode=#50mmAL length=0.186 units=km  
 New Line.linha24A bus1=B23 bus2=B26 linecode=#50mmAL length=0.086 units=km  
 New Line.linha25A bus1=B26 bus2=B27 linecode=#50mmAL length=0.163 units=km  
 New Line.linha26A bus1=B27 bus2=B2 linecode=#50mmAL length=0.049 units=km  
 New Line.linha27A bus1=B2 bus2=B28 linecode=#50mmAL length=0.048 units=km  
 New Line.linha31A bus1=B5 bus2=B32 linecode=#50mmAL length=0.116 units=km  
 New Line.linha32A bus1=B32 bus2=B33 linecode=#50mmAL length=0.030 units=km  
 New Line.linha38A bus1=B8 bus2=B34 linecode=#50mmAL length=0.063 units=km  
 New Line.linha34A bus1=B35 bus2=B9 linecode=#50mmAL length=0.110 units=km  
 New Line.linha36A bus1=B38 bus2=B37 linecode=#50mmAL length=0.070 units=km  
 New Line.linha28A bus1=B38 bus2=B12 linecode=#50mmAL length=0.081 units=km  
 New Line.linha10A bus1=B39 bus2=B13 linecode=#50mmAL length=0.169 units=km  
 New Line.linha39A bus1=B34 bus2=B17 linecode=#50mmAL length=0.127 units=km  
 New Line.linha40A bus1=B17 bus2=B19 linecode=#50mmAL length=0.191 units=km

New Line.linha00 bus1=I bus2=1001 linecode=#50mmAL length=0.5 units=km

New Line.linha0F bus1=1030 bus2=G linecode=4awg length=3 units=km

//Cargas (Tarde)

New Load.carga1 bus1=1004 kV=0.22 kVA=3.8 PF=0.88 ! Pomar I  
 New Load.carga2 bus1=1006 kV=0.22 kVA=0.2 PF=0.86 ! Pomar II  
 New Load.carga3 bus1=1009 kV=0.22 kVA=23.6 PF=0.86 ! Horta Velha  
 New Load.carga4 bus1=1012 kV=0.22 kVA=14.8 PF=0.88 ! Floricultura  
 New Load.carga5 bus1=1015 kV=0.22 kVA= 9.9 PF=0.95 ! Vila Chaves  
 New Load.carga6 bus1=1017 kV=0.22 kVA=36.4 PF=0.87 ! UPC  
 New Load.carga7 bus1=1020 kV=0.22 kVA=2.1 PF=0.88 ! Abrigo Aeroporto  
 New Load.carga8 bus1=1022 kV=0.22 kVA=14.05 PF=0.85 ! Equinos  
 New Load.carga9 bus1=1024 kV=0.22 kVA=6.75 PF=0.87 ! Viveiro Café I  
 New Load.carga10 bus1=1026 kV=0.22 kVA=11.2 PF=0.90 ! Viveiro Café II  
 New Load.carga11 bus1=1029 kV=0.22 kVA= 15.4 PF=0.89 ! Aeroporto e Brigada  
 New Load.carga12 bus1=1032 kV=0.22 kVA=15.3 PF=0.88 ! Horta Nova I  
 New Load.carga13 bus1=1034 kV=0.22 kVA=8.6 PF=0.88 ! Horta Nova II  
 New Load.carga14 bus1=1036 kV=0.22 kVA=15.1 PF=0.89 ! Horta Nova III



New Load.carga1B bus1=C1 kV=0.22 kVA=16.1 PF=0.88	! Vila Secundino
New Load.carga2B bus1=C2 kV=0.22 kVA=81.3 PF=0.87	! Departamento de Zootecnia
New Load.carga3B bus1=C3 kV=0.22 kVA=30.7 PF=0.86	! Piscina (Dep. Ed. Física)
New Load.carga4B bus1=C4 kV=0.22 kVA=28.2 PF=0.87	! RU II
New Load.carga5B bus1=C5 kV=0.22 kVA= 20.9 PF=0.90	! Entrada Dep Ed. Física
New Load.carga6B bus1=C6 kV=0.22 kVA=36.8 PF=0.85	! Quadras (Dep. Ed. Física)
New Load.carga7B bus1=C7 kV=0.22 kVA=17.5 PF=0.89	! Pavilhão de Ginástica e
campos (Ed. Física)	
New Load.carga8B bus1=C8 kV=0.22 kVA=9.0 PF=0.91	! Dep Ed. Fisica
New Load.carga9B bus1=C9 kV=0.22 kVA=23.9 PF=0.87	! Avicultura
New Load.carga10B bus1=C10 kV=0.22 kVA=18.2 PF=0.92	! Ranário
New Load.carga11B bus1=C11 kV=0.22 kVA= 6.0 PF=0.90	! Acima Ranário
New Load.carga12B bus1=C12 kV=0.22 kVA=9.6 PF=0.89	! Suínos
New Load.carga13B bus1=C13 kV=0.22 kVA=29.0 PF=0.87	! Unidade de Ensino e Pesquisa
New Load.carga14B bus1=C14 kV=0.22 kVA=32.6 PF=0.87	! UEPE-GL UFV
New Load.carga15B bus1=C15 kV=0.22 kVA=3.2 PF=0.89	! Residências
New Load.carga16B bus1=C16 kV=0.22 kVA=19.9 PF=0.88	! Setor Avicultura I
New Load.carga17B bus1=C17 kV=0.22 kVA=10.6 PF=0.88	! Setor Avicultura II
New Load.carga18B bus1=C18 kV=0.22 kVA=2.4 PF=0.91	! estrada de chão
New Load.carga19B bus1=C19 kV=0.22 kVA=10.5 PF=0.88	! via
New Load.carga20B bus1=C20 kV=0.22 kVA=78.3 PF=0.84	! Laticínios
New Load.carga21B bus1=C21 kV=0.22 kVA=9.8 PF=0.88	! Criação bode e outros animais
New Load.carga22B bus1=C22 kV=0.22 kVA=31.8 PF=0.86	! Após Zootecnia
New Load.carga23B bus1=C23 kV=0.22 kVA=22.4 PF=0.85	! LESA – Lab. De Eng. Sanitária
New Load.carga24B bus1=C24 kV=0.22 kVA=14.8 PF=0.86	! Estufas
New Load.carga25B bus1=C25 kV=0.22 kVA=49.3 PF=0.86	! Veterinária

```

New EnergyMeter.sub element=Line.linha00 terminal=1
calc voltage bases
solve
BusCoords coords_rede.txt
show powers
export powers
show voltages
export voltages
show losses
export losses
plot circuit Power Max=50 dots=n labels=n subs=n
Plot Profile Phases=All
export overloads
    
```