UNIVERSIDADE FEDERAL DO ACRE
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLÓGICAS
CURSO DE BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

ESTUDO DE CASO DA INSERÇÃO DE MINIGERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DO CAMPUS RIO BRANCO DA UFAC USANDO OPENDSS

LUCAS MATHEUS DE SOUSA LIMA

RIO BRANCO
2019

UNIVERSIDADE FEDERAL DO ACRE
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLÓGICAS
CURSO DE BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ESTUDO DE CASO DA INSERÇÃO DE MINIGERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DO CAMPUS RIO BRANCO DA UFAC USANDO OPENDSS

LUCAS MATHEUS DE SOUSA LIMA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Acre – Ufac, como pré-requisito para obtenção do grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. José Humberto Araújo Monteiro

RIO BRANCO
2019

LUCAS MATHEUS DE SOUSA LIMA
ESTUDO DE CASO DA INSERÇÃO DE MINIGERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DO CAMPUS RIO BRANCO DA UFAC USANDO OPENDSS/ LUCAS MATHEUS DE SOUSA LIMA. – RIO BRANCO, 2019-
92 p. : il. (algumas color.) ; 30 cm.

Orientador: Prof. Dr. José Humberto Araújo Monteiro

– , 2019.

1. Energia Elétrica. 2. Geração distribuída. 3. Sistema fotovoltaico. I. Universidade Federal do Acre. II. Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas. III. Bacharelado em Engenharia Elétrica

COMISSÃO JULGADORA

Trabalho de Conclusão de Curso

Autor: LUCAS MATHEUS DE SOUSA LIMA
Data da Defesa: 08 / 08 / 2019
Título do Trabalho: ESTUDO DE CASO DA INSERÇÃO DE MINIGERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DO CAMPUS RIO BRANCO DA UFAC USANDO OPENDSS

Prof. Dr. José Humberto Araújo Monteiro
Orientador – CCET/Ufac

Prof. Esp. José Elieser de Oliveira Junior
CCET/Ufac

MSc. Thiago Melo de Lima
Ceeac

Aos meus pais, Elizangela Araujo e Lindomar Neri.

Agradecimentos

A Deus, que me permitiu trilhar esta jornada e me abençoou para que eu chegasse até o final.

Ao meu orientador, Prof. Dr.: José Humberto Araújo Monteiro pela colaboração durante a produção deste trabalho e pelo apoio e ensinamentos ao longo da graduação.

À minha família, em especial aos meus pais, que não mediram esforços para que eu tivesse as condições necessárias para uma educação adequada.

Ao meu irmão Vitor pela companhia durante os anos comuns na Universidade e ao meu irmão Vinicius por todo o carinho demonstrado ao longo destes anos de ausência em função da graduação.

Ao Centro de Excelência em Energia Elétrica do Acre - CEEAC, pela oportunidade a mim proporcionada nos projetos de pesquisa em que participei, assim como no projeto objeto deste trabalho de conclusão de curso.

Aos colegas pesquisadores e bolsistas do CEEAC que colaboraram, diretamente ou indiretamente, para que este trabalho fosse possível e também que me ensinaram muito durante o último ano.

Ao amigo e colega Gabriel Mendonça, com o qual compartilhei nos últimos meses os percalços da produção de um trabalho de conclusão de curso, dividindo os problemas e nos ajudando com os pontos em comum.

Aos colegas e professores do curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica da Ufac, que durante estes anos de graduação me ensinaram muito mais que teoria matemática e física, também me ensinaram que não se deve baixar a cabeça diante das dificuldades, e que sempre existe uma solução.

Aos companheiros da sala de reuniões, Eduarda, Hilary, Alipio, Kairon, Tiago, Natalia, Debora, Isabela, José, Hermann, Demetrius, Ricardo e Adonias que entre brigas pelo controle da temperatura da sala nunca mediram esforços para ajudar uns aos outros.

À coordenação do curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica da Ufac, nas pessoas da secretária Luzimar de Moura Jardim e do coordenador José Elieser de Oliveira Júnior, pelo suporte e por terem trabalhado de maneira elogiável solucionando o maior número possível de problemas burocráticos e facilitando o caminho dos alunos.

À EMBRASEC, à Eletrobrás-Distribuição Acre, e à Secretaria de Desenvolvimento da Industria e dos Serviços Sustentáveis, empresa e órgãos nos quais tive a oportunidade de enriquecer meus conhecimentos e aplicá-los.

Aos amigos que ganhei durante a graduação, cuja companhia espero preservar ao longo da carreira profissional.

À minha amiga Tuane Lima, por me acompanhar, ajudar e sempre me lembrar de ser otimista.

Aos amigos João Lucas, Nicollas Medeiros, Ives José, Lucas Farias, Júlio César, João Paulo e suas respectivas agregadas ou ex-agregadas, pela parceria, grande amizade e apoio.

À Universidade Federal do Acre, que me proporcionou a estrutura adequada para que essa graduação fosse possível.

"Não entre em pânico"(Douglas Adams)

Resumo

Os altos custos associados à geração de energia elétrica no Brasil e no mundo, e que são repassados aos consumidores, aliados à uma nova consciência coletiva de que devem ser realizadas ações que contribuam para a diminuição do uso de combustíveis fósseis e da necessidade de construção de novas usinas, servem como incentivo para o crescimento do mercado de geração de energia. Este movimento que vem ganhando força nos últimos anos, pelo barateamento dos equipamentos utilizados e também pela produção de regulamentações sobre o assunto, diversifica o sistema elétrico, mas também é visto como um fenômeno inédito no setor. O sistema elétrico que foi projetado e construído com um sentido único de geração e consumo aponta que é necessário realizar estudos que verifiquem o impacto da geração distribuída na qualidade da energia elétrica afetada por esses micro e mini geradores. Neste trabalho são avaliados os impactos na rede de distribuição de energia elétrica causados pela inserção de instalações fotovoltaicas, fazendo uso do *software* de código aberto *OpenDSS*. Com esse objetivo, é realizado um estudo de caso, que consiste em simular a inserção de uma planta fotovoltaica de 180 kWp conectada ao ponto de acoplamento comum de uma subestação com potência nominal de 112,5 kVA. São obtidas informações georreferenciadas do sistema de distribuição, e avaliado o comportamento do sistema sob diferentes condições de carga e presença de geração distribuída. A avaliação do impacto na rede é realizada com base nos parâmetros de perfil de tensão e fluxo de potência.

Palavras-chave: Fluxo de potência, Geração fotovoltaica, Geração distribuída, Energias renováveis, Sistemas elétricos, OpenDSS.

Abstract

The high costs associated with the generation of electric energy in Brazil and in the world, which are passed on to consumers, together with a new collective awareness that actions must be taken to reduce the use of fossil fuels and the need to build new plants, serve as an incentive for the growth of the power generation market. This movement that has been gaining strength in recent years, due to the cheapening of the equipment used and also the production of regulations on the subject, diversifies the electrical system, but is also seen as an unprecedented phenomenon in the sector. The electrical system that was designed and built with a single flow between generation and consumption indicates that it is necessary to carry out studies that verify the impact of the distributed generation on the quality of the electric energy affected by these micro and mini generation systems. In this study, the impacts on the electricity distribution network caused by the insertion of photovoltaic installations are evaluated, using the open source software OpenDSS. With this objective, a case study is carried out, which consists of simulating the insertion of a 180 kWp photovoltaic plant connected to the common coupling point of a substation with a nominal power of 112.5 kVA. Georeferenced information is obtained from the distribution system, and the behavior of the system under different load conditions and presence of distributed generation is evaluated. The evaluation of the impact on the network is carried out based on the parameters of voltage profile and power flow.

Keywords: Power flow, Photovoltaic power generation, Distributed power generation, Renewable energies, Electrical systems, OpenDSS.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Sistema com três barras 25
Figura 2 – Modelo π de linha de transmissão 25
Figura 3 – Modelo de transformador 26
Figura 4 – Modelo de transformador em fase 26
Figura 5 – Modelo π do transformador 27
Figura 6 – Modelo do transformador defasador 27
Figura 7 – Barra com N nós 32
Figura 8 – Terminal com N nós 32
Figura 9 – Elemento transportador de energia 33
Figura 10 – Elemento de conversão 33
Figura 11 – Tela Inicial OpenDSS 41
Figura 13 – Barra de ferramentas (2/2) 42
Figura 12 – Barra de ferramentas (1/2) 42
Figura 14 – Georreferenciamento dos postes e transformadores 45
Figura 15 – Planilha csv com coordenadas e etiquetas de postes 45
Figura 16 – Curva de carga característica 50
Figura 17 – Potência de entrada com carga leve sem GD - Carga leve 52
Figura 18 – Potência no trecho de conexão da planta FV - Carga leve 52
Figura 19 – Potência no trecho de entrada - Carga média 54
Figura 20 – Potência no trecho de conexão da planta FV - Carga média 55
Figura 21 – Potência no trecho de entrada - Carga pesada 57
Figura 22 – Potência no trecho de conexão da planta FV - Carga pesada 57
Figura 23 – Potência no alimentador com GD - Carga leve 59
Figura 24 – Potência no trecho de conexão da planta com GD - Carga leve 60
Figura 25 – Potência no alimentador com GD ativa e carga média 62
Figura 26 – Potência no trecho de conexão da planta com GD - Carga média 62
Figura 27 – Potência no trecho de entrada com GD ativa e carga pesada 64
Figura 28 – Potência no trecho de conexão da planta com GD ativa - Carga pesada . . . 65
Figura 29 – locais de medição 66
Figura 30 – Fluxo de potência com carga pesada 67
Figura 31 – Perfil de tensão com carga pesada sem ligação de GD 68
Figura 32 – Perfil de tensão com carga pesada com ligação de GD 69

Lista de tabelas

Tabela 1 – Tipos de barras no cálculo de fluxo de potência 24
Tabela 2 – Parâmetros de criação de circuito 34
Tabela 3 – Parâmetros de declaração do gerador 35
Tabela 4 – Parâmetros para declaração de transformador 35
Tabela 5 – Parâmetros de declaração dos LineCodes 36
Tabela 6 – Parâmetros de declaração das linhas de transmissão 37
Tabela 7 – Parâmetros de declaração da carga 38
Tabela 8 – Parâmetros de declaração dos capacitores 39
Tabela 9 – Relação de transformadores do sistema 46
Tabela 10 – Relação de transformadores 47
Tabela 11 – Característica do cabo 48
Tabela 12 – Relação de potências para carga leve 48
Tabela 13 – Perdas nas linhas entre alimentador e ponto de conexão sem GD 50
Tabela 14 – Tensão nas barras entre alimentador e ponto de conexão da GD - Carga leve 51
Tabela 15 – Perdas nas linhas entre o alimentador e o ponto de conexão GD - Carga média 53
Tabela 16 – Tensão nas barras sem GD - Carga média 53
Tabela 16 – Tensão nas barras sem GD - Carga média 54
Tabela 17 – Tensões nas barras entre alimentador e ponto de conexão da GD - Carga pesada 55
Tabela 17 – Tensões nas barras entre alimentador e ponto de conexão da GD - Carga pesada 56
Tabela 18 – Perdas nas linhas entre o alimentador e o ponto de conexão da GD - Carga pesada 56
Tabela 19 – Tensão nas barras entre alimentador e planta FV - Carga leve 58
Tabela 20 – Perdas no trecho entre alimentador e GD planta FV ativa - Carga leve 58
Tabela 21 – Perdas com GD ativa e carga média 60
Tabela 22 – Tensão nas barras entre o alimentador e a GD ativa - carga média 61
Tabela 22 – Tensão nas barras entre o alimentador e a GD ativa - carga média 62
Tabela 23 – Perdas nas linhas entre alimentador e GD ativa - Carga pesada 63
Tabela 24 – Tensão nas barras com GD ativa e carga pesada 63
Tabela 24 – Tensão nas barras com GD ativa e carga pesada 64
Tabela 25 – Dados de medição em carga leve com GD inativa 66
Tabela 26 – Dados de medição em carga leve com GD ativa 66
Tabela 27 – Dados de medição em carga média com GD inativa 66
Tabela 28 – Dados de medição em carga média com GD ativa 67
Tabela 29 – Dados de medição em carga pesada com GD inativa 67
Tabela 30 – Dados de medição em carga pesada com GD ativa 67
Tabela 31 – Redução no consumo após instalação de mini usina FV 69

Tabela 32 – Parâmetros das linhas 89
Tabela 32 – Parâmetros das linhas 90
Tabela 32 – Parâmetros das linhas 91
Tabela 32 – Parâmetros das linhas 92

Lista de abreviaturas e siglas

CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Continua
AT	Alta Tensão
MT	Média Tensão
Ceeac	Centro de Excelência em Energia Elétrica do Acre
FV	Fotovoltaica
Aneel	Agência Nacional de Energia Elétrica
UC	Unidade Consumidora
GD	Geração distribuída
Ufac	Universidade Federal do Acre

Sumário

1 INTRODUÇÃO . . . 17
1.1 Apresentação . . . 17
1.2 Objetivos . . . 18
1.2.1 Objetivo geral . . . 18
1.2.2 Objetivos específicos . . . 18
1.3 Justificativa . . . 18
1.4 Organização do trabalho . . . 18

2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA . . . 20
2.1 Apresentação . . . 20
2.2 Energia Fotovoltaica . . . 21
2.2.1 Células fotovoltaicas . . . 21
2.2.2 Geração fotovoltaica . . . 21

3 FLUXO DE CARGA . . . 23
3.1 Introdução . . . 23
3.2 Modelagem de linhas de transmissão . . . 25
3.3 Modelagem de transformadores em fase . . . 25
3.4 Modelagem de transformadores defasadores . . . 27
3.5 Fluxo de potências ativa e reativa . . . 28
3.5.1 Fluxo nas linhas de transmissão . . . 28
3.5.2 Fluxo nos transformadores . . . 29
3.5.3 Expressões gerais . . . 29
3.6 Métodos de solução . . . 29
3.6.1 Newton-Raphson . . . 30

4 INTRODUÇÃO AO *OPENDSS* . . . 31
4.1 Introdução . . . 31
4.2 Estrutura do programa . . . 31
4.2.1 Barras . . . 32
4.2.2 Terminal . . . 32
4.2.3 Elementos de transporte de energia . . . 32
4.2.4 Elementos de conversão . . . 33
4.3 Dispositivos . . . 34
4.3.1 Equivalente de Thévenin . . . 34
4.3.2 Gerador . . . 34

4.3.3 Transformador . . . 35
4.3.4 Linha de transmissão . . . 35
4.3.4.1 Declaração da linha . . . 36
4.3.5 Carga . . . 37
4.3.5.1 Curva de carga . . . 38
4.3.6 Capacitor . . . 38
4.4 Modos de simulação . . . 39
4.4.1 Fluxo de potência . . . 39
4.5 Sistema fotovoltaico . . . 40
4.6 Preparação do ambiente . . . 41

5 SIMULAÇÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA DA UFAC . . . 43
5.1 Procedimentos metodológicos . . . 43
5.2 Introdução . . . 44
5.3 Montagem do sistema . . . 46
5.4 Simulação sem GD . . . 50
5.4.1 Carga leve . . . 50
5.4.2 Carga média . . . 53
5.4.3 Carga pesada . . . 55
5.5 Sistema com GD ativa . . . 57
5.5.1 Carga leve . . . 58
5.5.2 Carga média . . . 60
5.5.3 Carga pesada . . . 63
5.6 Medições . . . 65
5.6.1 Carga leve . . . 66
5.6.2 Carga média . . . 66
5.6.3 Carga pesada . . . 67

6 CONCLUSÃO . . . 68
6.1 Proposta de trabalhos futuros . . . 70

REFERÊNCIAS . . . 71

APÊNDICES 74

APÊNDICE A – CÓDIGO PARA CARGA LEVE . . . 75

APÊNDICE B – CÓDIGO SISTEMA FV . . . 85

APÊNDICE C – CÓDIGO DE PARÂMETROS DE LINHA 87

APÊNDICE D – PARÂMETROS DAS LINHAS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO 89

1 Introdução

1.1 Apresentação

Com o advento das tecnologias de geração e conversão de energia elétrica a humanidade se viu na oportunidade perfeita para implementar uma série de dispositivos que moldariam o comportamento da sociedade, proporcionando conforto, segurança, cultura e muito mais. Porém, com a popularização de tais dispositivos logo ficou claro que a produção de energia elétrica seria um desafio.

Com o passar dos anos foram-se desenvolvendo novos métodos de geração, primeiramente se utilizando em larga escala dos combustíveis de origem fóssil. Algumas décadas depois, foi percebida a necessidade de se investir em fontes limpas de energia elétrica, face à provável escassez do petróleo e também aos impactos ambientais causados pela queima do mesmo, assim como também do carvão mineral.

Uma das tecnologias com maior potencial desde o início do seu desenvolvimento é a energia solar, seja por conversão fotovoltaica ou por geração heliotérmica. Atualmente o barateamento dos equipamentos auxiliares e placas fotovoltaicas proporcionam uma fonte de energia com preço razoável para residências de diversas classes sociais. De acordo com a Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA, 2018) (do inglês *International Renewable Energy Agency*), entre 2010 e 2017, o custo ponderado da produção de energia elétrica em novas plantas de geração fotovoltaica caiu 73% para cerca de USD 0,10/kWh.

Porém, com a popularização do método de geração de energia, novos problemas são encontrados nos sistemas de distribuição de energia elétrica, causados pela inserção de fontes intermitentes de potência. O sistema elétrico mundial, em sua maioria, não foi projetado ou construído com a previsão de a geração distribuída se tornar comum. O que é visto na maior parte dos sistemas de distribuição no Brasil, e também ao redor do mundo, é o sistema do tipo radial, onde é esperada uma fonte geradora em uma extremidade do sistema, que se subdivide para alimentar diversas cargas na sua outra extremidade (COSSI, 2008).

Variações no perfil de tensão e a inserção de componentes harmônicas no sinal CA da rede de distribuição são alguns dos principais problemas que podem surgir a partir da inserção de sistemas FV na rede de baixa tensão. Outro parâmetro a ser observado quando ocorre a inserção de potência por geração distribuída é a modificação causada pelo mesmo no fluxo de potência da rede em questão (LINARES et al., 2009).

Com base no exposto, este trabalho busca analisar dos impactos causados pela inserção de um sistema de geração fotovoltaica na rede de distribuição do *campus* Rio Branco da Universidade Federal do Acre, fazendo uso do *software* de código aberto *OpenDSS*.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo geral

Analisar as alterações causadas na rede de distribuição de energia elétrica do *campus* Rio Branco da Universidade Federal do Acre após a inserção de um sistema fotovoltaico com potência nominal de 180 kWp, localizado nas imediações do prédio do Centro de Excelência em Energia do Acre, por meio da ferramenta computacional de código aberto *OpenDSS*.

1.2.2 Objetivos específicos

- Desenvolver o modelo digital da rede de distribuição a ser estudada no *software OpenDSS*;
- Apresentar estudo sobre o fluxo de potência;
- Realizar levantamento bibliográfico acerca do *software* utilizado;
- Apresentar as alterações causadas na rede de distribuição após a inserção do sistema FV;
- Avaliar os benefícios da utilização de sistemas fotovoltaicos.

1.3 Justificativa

Por conta da queda no custo da produção, e também na publicação de normas regulamentadoras que simplificam o processo, a geração de energia fotovoltaica em residências vem crescendo de maneira notável. No estado do Acre, que teve sua primeira unidade geradora registrada no ano de 2015, o crescimento no número de residências com geração fotovoltaica entre o ano de 2016 e 2018 foi de 1266%, saltando de 3 para 41 residências (ANEEL, 2017).

No restante do país o perfil de crescimento se repete, demonstrando que o modelo de geração distribuída deve ser estudado de maneira mais intensa para que a distribuição de energia elétrica não seja prejudicada por conta dos efeitos observados na rede a partir da inserção de geradores de pequeno porte. Neste estudo será possível observar um caso com potência nominal considerável em uma rede com carga também expressiva, assim como avaliar a ferramenta digital *OpenDSS* e sua aplicabilidade nos serviços de distribuição de energia e planejamento.

1.4 Organização do trabalho

Este trabalho contém sete capítulos, apresentados da seguinte forma:

- Capítulo 1: Introdução, descrição do objetivo e justificativa para o estudo apresentado;
- Capítulo 2: Revisão bibliográfica acerca da geração distribuída e do seu desenvolvimento, assim como de suas aplicabilidades com foco na geração fotovoltaica;

- Capítulo 3: Levantamento bibliográfico sobre o estudo do fluxo de potência e sua importância na operação dos sistemas de distribuição;
- Capítulo 4: Apresentação do *software OpenDSS*, de suas ferramentas e métodos de utilização;
- Capítulo 5: Descrição da metodologia utilizada para realizar o estudo e obter os resultados apresentados;
- Capítulo 6: Demonstração do caso de estudo, apresentando a modelagem do mesmo no *software* utilizado e os resultados obtidos com cada uma das situações propostas;
- Capítulo 7: Avaliação dos resultados obtidos, com parecer quanto à utilização da geração distribuída no caso estudado, além de proposta para trabalhos futuros.

2 Geração distribuída

2.1 Apresentação

Os preços praticados no comércio de energia vêm crescendo, em parte por conta da incerteza quanto à continuidade do acesso às fontes fósseis de energia, além das incertezas políticas e sociais nos países com maior exportação do petróleo. Mesmo em países como o Brasil, onde maior parte da energia produzida é oriunda de fontes renováveis, o custo de produção oscila de acordo com a disponibilidade do recurso natural utilizado (BENEDITO, 2009).

A geração distribuída (GD) surge como solução atenuadora para as incertezas do sistema elétrico na sua configuração atual. Enquanto empreendimentos de grande porte necessitam de investimentos elevados, longos prazos para conclusão e, normalmente, intervenções sociais nos locais de implantação, a GD produz e distribui energia elétrica nos próprios centros de consumo, reduzindo gastos com sistemas de transmissão. Desse modo, a demanda por energia elétrica pode ser gerenciada de maneira descentralizada, gerando energia nos locais de consumo e realizando investimentos de acordo com a demanda (BENEDITO; MACEDO; ZILLES, 2008).

Um grande incentivo para a inserção da geração distribuída na sociedade de forma mais ampla nos últimos anos é o interesse popular em economizar nos gastos com energia elétrica pagos à concessionária local de energia, além da diminuição constante que vem ocorrendo nos custos de aquisição e instalação dos equipamentos para geração individual. Outro fator determinante para o crescimento das instalações individuais para geração de energia elétrica é o processo de legalização e regulamentação da geração distribuída (GONÇALVES, 2004).

A lei n° 10.848, promulgada no dia 15 de março de 2004, permite às concessionárias distribuidoras de energia a contratação da totalidade do mercado de energia por meios alternativos, incluindo a geração distribuída. Na prática esta legislação foi o marco inicial para que o investimento em geração fotovoltaica crescesse entre a matriz energética tradicional. Porém, até o momento, a citada lei permitia apenas a contratação da geração a partir de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários e autorizados, de modo que não serviu para disseminar a geração distribuída entre a população em geral. Este segundo momento ocorreu a partir da edição da Resolução Normativa ANEEL n°483, de 17 de abril de 2012, cuja função é estabelecer as condições gerais para acesso de minigeração e microgeração aos sistemas de distribuição já instalados e de propriedade das concessionárias (BRASIL, 2017).

Com a edição da Resolução Normativa n°483 de 17 de abril de 2012 a ANEEL determinou a possibilidade de inserção da energia proveniente de geração distribuída na rede de distribuição de baixa tensão, e também regulamentou o processo de compensação ao cliente, que se dá pelo acúmulo de créditos pela energia inserida na rede, e posterior abatimento na fatura de energia elétrica, pelo prazo máximo de sessenta meses (ANEEL, 2012).

Outro momento determinante no processo de consolidação da geração distribuída foi

a publicação da Resolução Normativa n° 687, na qual foi permitida a geração distribuída em condomínios, unidades habitacionais com várias unidades. Esse passo também determinou outro avanço importante, o surgimento da geração compartilhada, quando um grupo de pessoas por meio de uma associação ou cooperativa, divide os custos do investimento na planta geradora, assim como os créditos resultantes da inserção da energia na rede de distribuição (ANEEL, 2015).

2.2 Energia Fotovoltaica

A energia fotovoltaica é o método de geração mais utilizado para geração distribuída. Uma das maiores vantagens da energia fotovoltaica é a possibilidade de sua geração ocorrer de forma distribuída, promovendo o desenvolvimento social e econômico de maneira mais plana e igualitária entre as regiões, além de evitar gastos governamentais e impactos ambientais com geração concentrada e transmissão para atender as grandes cargas (SHAYANI; OLIVEIRA; CAMARGO, 2006).

2.2.1 Células fotovoltaicas

Principal componente na geração de energia fotovoltaica, a célula fotovoltaica é o elemento constituinte das placas fotovoltaicas. O seu funcionamento tem base na tecnologia de semicondutores, materiais que se comportam como ambos condutor e isolante (CABRAL; VIEIRA, 2012).

De acordo com o Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos (SOLAR, 2004), diversas tecnologias são encontradas para a fabricação de tais placas mas, desde os anos 1960, a fabricação das células a partir de silício cristalino se tornou pujante e de certa forma dominam o mercado de células fotovoltaicas. O silício, material abundante no planeta Terra, é normalmente encontrado na forma de areia, para ser então refinado como silício. É um elemento, normalmente, sem elétrons livres porém, ao ser submetido ao processo de dopagem, o silício pode ganhar ou perder elétrons, lhe garantindo a aplicação na produção de semicondutores.

Além da célula de silício, que pode ser monocristalina ou policristalina, existem outras tecnologias desenvolvidas para o mesmo fim, que ainda não obtiveram o mesmo êxito na sua aplicação e produção, levando em conta os custos associados. Essas tecnologias são baseadas finos filmes de telureto de cádmio, disseleneto de cobre, índio e gálio, silício amorfo hidrogenado. Ainda existem as células de alta eficiência, baseadas em corantes (DSSC – Dye Sensitized Solar Cells) ou polímeros que estão em fase de desenvolvimento (LAW et al., 2005).

2.2.2 Geração fotovoltaica

O processo de geração de energia elétrica em células fotovoltaicas ocorre a partir da reação química que a radiação solar causa nos materiais semicondutores presentes nas células.

As células são compostas por materiais similares aos encontrados nos diodos, por exemplo, que têm a característica de absorver a luz e convertê-la em pares elétron-buraco separados pelas junções PNP ou NPN. A corrente do sistema é gerada quando a radiação solar possui energia suficiente para movimentar os elétrons até os contatos elétricos antes que haja recombinação, e por isso é necessário que haja um certo nível de luz solar para que se comece a gerar energia elétrica (SOBRINHO, 2016).

Uma importante característica dos materiais semicondutores é que, sob aumento na temperatura de operação, é notado um aumento na condutividade do elemento. Isto ocorre pela excitação térmica dos elétrons da banda de valência em direção à banda de condução, o que acaba por deixar na banda de valência as lacunas, ou buracos, que constituem portadores de carga positiva. Assim, para temperaturas superiores a 0 K, sempre há, no semicondutor, elétrons ocupando a banda de condução e, de maneira análoga, há lacunas na banda de valência (SOLAR, 2004).

Um fato importante sobre a célula fotovoltaica é que ela não armazena eletricidade. A célula fotovoltaica apenas apresenta um fluxo de elétrons em um circuito fechado enquanto, e diretamente proporcional à intensidade, houver incidência de luz solar na sua superfície. Este efeito recebe o nome de Efeito Fotovoltaico (NASCIMENTO, 2004).

3 Fluxo de carga

3.1 Introdução

Os estudos de fluxo de carga, ou fluxo de potência, são de grande importância para os projetos de expansão das redes de distribuição de energia elétrica, assim como para a análise da melhor estratégia de operação para as redes já existentes. As principais informações obtidas a partir dos estudos de fluxo de carga são os valores de módulo e ângulo das tensões, além da magnitude de potência ativa e reativa, nas diversas barras de um sistema, mas muitas outras informações podem ser obtidas através deste método de análise(GRAINGER; STEVENSON, 1994).

Além do uso no planejamento, operação, alocação de carga entre diferentes fontes de geração e controle de custos de produção, os estudos de fluxo de carga também são necessários para outras tantas análises, como estabilidade e estudos de contingência e faltas(SAADAT et al., 1999).

O cálculo do fluxo de potência em uma dada rede de distribuição, ou transmissão, de energia elétrica resulta, principalmente, na produção de uma visão estática, como uma fotografia, da rede em um dado momento. Isto porque a análise por fluxo de potência deve ser utilizada apenas quando as variações na rede são lentas, de modo que os efeitos transitórios possam ser ignorados durante a análise. Pode-se classificar os componentes do sistema elétrico em dois grupos principais: componentes conectados entre nó e nó-terra e os componentes conectados entre dois nós comuns. O primeiro grupo inclui componentes como os geradores, reatores e capacitores. Já no segundo grupo são encontrados os transformadores, as linhas de transmissão e os defasadores (MONTICELLI, 1983).

As análises de fluxo são solucionadas a partir de equações lineares obtidas ao se impor a lei das correntes de Kirchhoff nos nós do sistema analisado. Isto é, é considerado que a potência injetada em um nó será igual à soma das potências que fluem pelos componentes que estão conectados a este nó. Para este fim, é convencionado que a potência injetada no nó tem sinal positivo, e a potência retirada, ou consumida, a partir do nó, possui sinal negativo (MONTICELLI, 1983).

Os problemas de fluxo de carga podem ser solucionados utilizando a matriz de admitâncias ou a matriz de impedâncias, até mesmo por conta do fato de as duas matrizes serem matematicamente relacionadas. Neste estudo serão utilizadas as matrizes de admitâncias do sistema.

Ao se trabalhar com fluxo de carga, utilizando a formulação mais básica do problema, cada barra recebe quatro variáveis, sendo duas conhecidas e duas incógnitas, são elas: magnitude da tensão nodal na barra k (V_k), ângulo da tensão nodal (θ_k), geração líquida de potência ativa (P_k) e injeção líquida de potência reativa (Q_k) (JUNIOR; MEDEIROS, 2009).

Dependendo dos dados que são fornecidos no início do problema, e quais são pedidos, são denominadas três tipos de barras, são elas: Barra PQ, quando são informados os valores das potências ativas e reativas líquidas e pedidos os valores de magnitude e ângulo das tensões nodais; Barra PV, quando são fornecidos os valores de potência ativa líquida e de magnitude da tensão nodal, e são pedidos os valores de potência reativa líquida e ângulo da tensão nodal; Barra Vθ, ou barra referência, quando são informados previamente os valores de magnitude e ângulo das tensões nodais, e calculados os valores das potências líquidas ativas e reativas, de acordo com Duran et al. (2009). Na Tabela 1 são explicitados os tipos de barras e suas informações associadas.

Tabela 1 – Tipos de barras no cálculo de fluxo de potência

Tipo de barra	Variáveis Fornecidas	Variáveis Resultantes
PQ	Potências Ativa e Reativa	Magnitude e ângulo da tensão
PV	Potência ativa e magnitude de tensão	Ângulo de tensão e potência reativa
Vθ	Magnitude e ângulo de tensão	Potências ativas e reativas

As barras do tipo PV são utilizadas para representar barras de geração, quando potência ativa e magnitude de tensão são valores nominais. Já as barras do tipo PQ são normalmente utilizadas para representar barras de carga, quando os valores de potência ativa e reativa são previamente definidos. A barra restante, do tipo Vθ, também conhecida como barra de referência, é utilizada para fornecer referência angular e também para fechar o balanço de potências do sistema (SACHINE et al., 2006).

Os três tipos de barras citados anteriormente são os mais utilizados e mais importantes. Porém, em algumas situações específicas, são utilizados outros tipos de barras como, por exemplo, no caso de controle de intercâmbio de uma área e o controle de magnitude de tensão de uma barra remota, nestes casos são utilizados outros tipos de barras, como a PQV, a P e V (MONTICELLI, 1983).

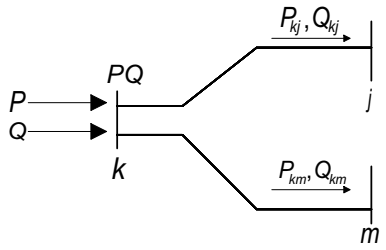
O conjunto de equações utilizado para resolver o problema de fluxo de potência é formado por duas equações para cada barra, cada uma levando em conta a primeira lei de Kirchhoff, ou seja, a soma das potências ativa e reativa injetadas em uma barra deve ser igual a soma das potências ativa e reativa que deixam a barra, de acordo com SOBUE (2015). Esta relação entre os fluxos nas barras pode ser observada com maior clareza na Figura 1.

A relação proposta pode ser demonstrada nas equações 3.1 e 3.2 para a barra "k":

$$P_k = P_{kj} + P_{km} \tag{3.1}$$

$$Q_k = Q_{kj} + Q_{km} \tag{3.2}$$

Figura 1 – Sistema com três barras

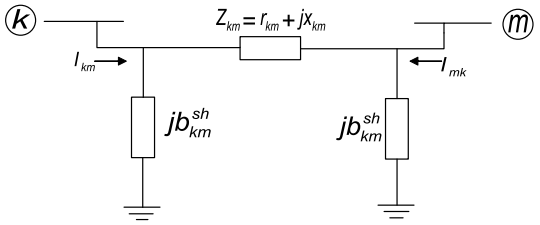


Adaptado de Monticelli (1983)

3.2 Modelagem de linhas de transmissão

Uma linha de transmissão pode ser representado pelo seu modelo pi (π), mostrado na Figura 2. Neste modelo são definidos três parâmetros: resistência série (r_{km}), reatância série (x_{km}) e susceptância shunt (b_{km}^{sh}) (MONTICELLI, 1983).

Figura 2 – Modelo π de linha de transmissão



Adaptado de Monticelli (1983)

Deste modo, a impedância série é definida como a soma da resistência série e da reatância série.

$$Z_{km} = r_{km} + x_{km} \tag{3.3}$$

Enquanto a admitância série pode ser definida como o inverso da impedância, ou seja:

$$y_{km} = g_{km} + jb_{km} = Z_{km}^{-1} = \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} - j\frac{x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \tag{3.4}$$

A corrente I_{km}, mostrada na Figura 2 e que representa a corrente no ramo é composta por uma componente série e por uma componente shunt. Esta corrente pode ser calculada utilizando as tensões nas barras K e M, E_k e E_m (CID, 2013):

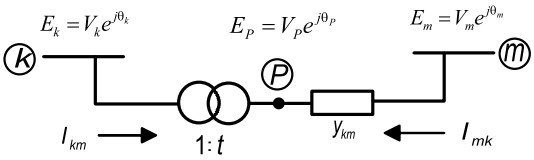
$$I_{km} = y_{km}(E_k - E_m) + jb_{km}^{sh}E_k \tag{3.5}$$

3.3 Modelagem de transformadores em fase

Os transformadores, em fase ou defasadores, podem ser representados por uma admitância em série y_{km} e um auto-transformador ideal de relação de transformação $1 : t$, como pode ser

visto na Figura 3. Na relação de transformação é encontrada a diferença entre os transformadores em fase e os defasadores, enquanto nos transformadores em fase t assume um valor real, nos defasadores essa variável assume um valor complexo (MONTICELLI, 1983).

Figura 3 – Modelo de transformador



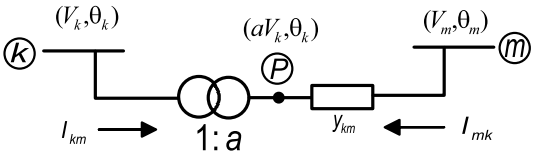
Para transformadores em fase a relação de transformação é dada por:

$$\frac{E_p}{E_k} = \frac{V_p e^{j\theta_p}}{V_k e^{j\theta_k}} = a \tag{3.6}$$

Em que a é a própria relação de transformação do transformador ideal, uma vez que o ângulo de defasagem θ no transformador em fase é igual a zero. O fato de o transformador entre os nós k e p ser ideal também significa que não serão detectadas perdas naquele trecho, de modo que todas as perdas relacionadas à operação de uns transformador estejam associadas à impedância do mesmo, que no modelo se encontra entre os nós p e m.

O mesmo modelo pode ser também definido de modo que se indique a tensão no nó intermediário p, ainda utilizando o valor de a como sendo a relação de transformação do transformador ideal mostrado. O modelo é mostrado na Figura 4.

Figura 4 – Modelo de transformador em fase



Outra consequência do modelo utilizado no modelo ser do tipo ideal é que não há perdas de potência, ou seja, as potências complexas na entrada e na saída são iguais:

$$E_k I^{km} + E_p I^{mk} = 0 \tag{3.7}$$

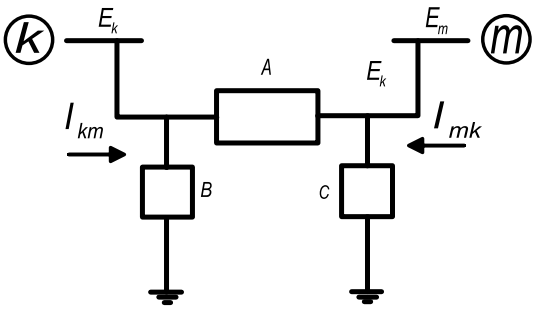
Outro modelo utilizado para representar os transformadores de fase é o modelo π, mostrado na Figura 5. A determinação das admitâncias do modelo é feita a partir da determinação das correntes do modelo e da comparação com as correntes do modelo mostrado anteriormente.

Os parâmetros A, B e C podem ser calculados se igualando as equações que determinam as correntes correspondentes das Figuras 4 e 5. Na Figura 4 temos a seguinte definição das correntes:

$$I_{km} = -ay_{km}(E_m - E_p) = (a^2 y_{km})E_k + (-ay_{km})E_m \tag{3.8}$$

$$I_{mk} = y_{km}(E_m - E_p) = (-ay_{km})E_k + (y_{km})E_m \tag{3.9}$$

Figura 5 – Modelo π do transformador



Enquanto no modelo π as correntes são definidas como se segue:

$$I_{km} = (A+B)E_k + (-A)E_m \tag{3.10}$$

$$I_{mk} = (A)E_k + (A+C)E_m \tag{3.11}$$

Relacionando as respectivas equações e isolando os coeficientes teremos os seguintes valores para as admitâncias do modelo π do transformador:

$$A = ay_{km} \tag{3.12}$$

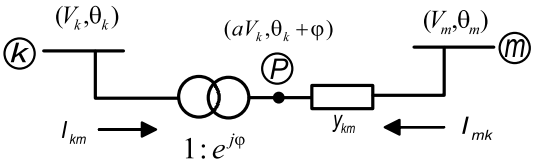
$$B = a(a-1)y_{km} \tag{3.13}$$

$$C = (1-a)y_{km} \tag{3.14}$$

3.4 Modelagem de transformadores defasadores

Os transformadores do tipo defasador são utilizados para modificar a quantidade de potência ativa em um ramo do sistema. Ao ser inserido em uma rede de corrente alternada o transformador defasador produz um defasagem entre os nós k e p, assim alterando as características de potência ativa circulando naquele ramo. A representação gráfica do transformador defasador pode ser vista na Figura 6.

Figura 6 – Modelo do transformador defasador



É chamado de defasador puro o transformador defasador que não altera as características da magnitude da tensão entre os seus terminais, apenas o ângulo da mesma. Deste modo as tensões nos nós podem ser representadas como a seguir:

$$\frac{E_p}{E_k} = t = e^{j\phi} \tag{3.15}$$

Ou seja

$$\theta_p = \theta_k + \phi \tag{3.16}$$

Uma vez que as magnitudes das tensões são iguais. Substituindo a equação 2.15 na equação 2.7 é obtida a seguinte expressão:

$$\frac{I_{km}}{I_{mk}} = -t^* = -e^{-j\phi} \tag{3.17}$$

E, assim como foi feito para o transformador em fase, as correntes podem ser escritas em função das tensões terminais:

$$I_{km} = -t^* y_{km}(E_m - E_p) = (y_{km})E_k + (-t^* y_{km})E_m \tag{3.18}$$

$$I_{mk} = y_{km}(E_m - E_p) = (-t y_{km})E_k + (y_{km})E_m \tag{3.19}$$

3.5 Fluxo de potências ativa e reativa

Utilizando os modelos apresentados anteriormente é possível determinar as equações que definem os fluxos de potência nos ramos analisados.

3.5.1 Fluxo nas linhas de transmissão

É sabido, e foi mostrado nos itens anteriores, que a corrente na linha de transmissão pode ser dada pela seguinte expressão:

$$I_{km} = y_{km}(E_k - E_m) + jb_{km}^{sh} E_k \tag{3.20}$$

A partir da corrente pode-se definir o fluxo de potência complexa como se segue:

$$S_{km}^* = P_{km} - jQ_{km} = E_k^* I_{km} \tag{3.21}$$

$$S_{km}^* = y_{km} V_k e^{-j\theta_k}(V_k e^{j\theta_k} - V_m e^{j\theta_m}) + jb_{km}^{sh} V_k^2 \tag{3.22}$$

Os fluxos de potência ativa e reativa, respectivamente P_{km} e Q_{km}, podem ser facilmente retirados das expressões anteriores separando-se parte real e parte imaginária da expressão complexa, obtendo as seguintes equações:

$$P_{km} = V_k^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} cos\theta_{km} + V_k V_m b_{km} sen\theta_{km} \tag{3.23}$$

$$Q_{km} = -V_m^2(b_{km} + b_{km}^{sh}) + V_k V_m b_{km} cos\theta_{km} + V_k V_m g_{km} sen\theta_{km} \tag{3.24}$$

De forma similar pode-se determinar as potências no ramo *mk*

$$P_{mk} = V_m^2 g_{km} - V_k V_m g_{km} cos\theta_{km} - V_k V_m b_{km} sen\theta_{km} \tag{3.25}$$

$$Q_{mk} = -V_k^2(b_{km} + b_{km}^{sh}) + V_k V_m b_{km} cos\theta_{km} - V_k V_m g_{km} sen\theta_{km} \tag{3.26}$$

As perdas de potência ativa e reativa nos ramos podem ser definidas pelas equações a seguir:

$$P_{km} + P_{mk} = g_{km}(V_k^2 + V_m^2 - 2V_kV_m cos\theta_{km}) = g_{km}|E_k - E_m|^2 \tag{3.27}$$

$$\begin{aligned} Q_{km} + Q_{mk} &= -b_{km}^{sh}(V_k^2 + V_m^2 - 2V_kV_m cos\theta_{km}) \\ &= -b_{km}^{sh}(V_k^2 + V_m^2) - b_{km}|E_k - E_m|^2 \end{aligned} \tag{3.28}$$

3.5.2 Fluxo nos transformadores

A corrente I_{km}, já demonstrada anteriormente, de um transformador em fase é dada por:

$$I_{km} = a_{km}y_{km}(a_{km}E_k - E_m) \tag{3.29}$$

A partir da corrente, pode-se definir o fluxo de potência complexa como se segue:

$$\begin{aligned} s_{km}^* &= P_{km} - jQ_{km} = E_k^* I_{km} \\ &= y_{km}a_{km}V_k e^{-j\theta_k}(a_{km}V_k e^{j\theta_k} - V_m e^{j\theta_m}) \end{aligned} \tag{3.30}$$

Novamente, os fluxos de potência ativa e reativa, P_{km} e Q_{km} respectivamente, podem ser obtidos separando as partes imaginária e real da equação que representa a potência complexa, realizando este processo tem-se o seguinte:

$$P_{km} = (a_{km}V_k)^2 g_{km} - (a_{km}V_k)V_m g_{km} cos\theta_{km} - (a_{km}V_k)V_m b_{km} sen\theta_{km} \tag{3.31}$$

$$Q_{km} = -(a_{km}V_k)^2 b_{km} + (a_{km}V_k)V_m b_{km} cos\theta_{km} - (a_{km}V_k)V_m g_{km} sen\theta_{km} \tag{3.32}$$

3.5.3 Expressões gerais

Apesar de transformadores e linhas terem suas próprias expressões para fluxo de potência ativa e reativa, todos estes obedecem às expressões gerais de fluxo de potência mostradas abaixo (MONTICELLI; GARCIA, 1999):

$$\begin{aligned} P_{km} = (a_{km}V_k)^2 g_{km} &- (a_{km}V_k)V_m g_{km} cos(\theta_{km} + \phi_{km}) \\ &- (a_{km}V_{km})V_m b_{km} sen(\theta_{km} + \phi_{km}) \end{aligned} \tag{3.33}$$

$$\begin{aligned} Q_{km} = -(a_{km}V_k)^2(b_{km} + b_{km}^{sh}) &+ (a_{km}V_k)V_m b_{km} cos(\theta_{km} + \phi_{km}) \\ -(a_{km}V_k)V_m g_{km} sen(\theta_{km} + \phi_{km}) \end{aligned} \tag{3.34}$$

3.6 Métodos de solução

A escolha do método de solução para sistemas elétricos em aplicações práticas é comumente uma tarefa difícil. É preciso analisar os benefícios e desvantagens de diversos métodos disponíveis, principalmente no que tange a armazenamento, velocidade e características de convergência, por exemplo (STOTT; ALSAC, 1974).

A seguir alguns dos principais métodos de solução são apresentados.

3.6.1 Newton-Raphson

O método de Newton-Raphson é um dos métodos mais utilizados na solução de sistemas de fluxo de carga para a determinação de raízes reais em equações não-lineares. Este método faz uso da série de Taylor e de uma aproximação inicial para realizar o seu processo iterativo com com característica robusta e com forte convergência (AMARAL et al., 2018).

Considere a equação inicial unidimensional dada por:

$$f(x) = c \tag{3.35}$$

Se um valor inicial, ou $x^{(0)}$, é o valor estimado para a solução do problema, e a diferença entre a estimativa inicial e o valor exato da solução for dado por $\Delta x^{(0)}$, tem-se:

$$f(x^{(0)} + \Delta x^{(0)} = c \tag{3.36}$$

Expandindo o lado esquerdo da equação pela série de Taylor tem-se:

$$f(x^{(0)}) + (\frac{df}{dx})^{(0)} \Delta x^{(0)} + \frac{1}{2!}(\frac{d^2 f}{dx^2})^{(0)} (\Delta x^{(0)})^2 + \cdots \tag{3.37}$$

Os termos de ordem mais alta são desconsiderados aqui, se considerado que o erro $\Delta x^{(0)}$ é suficientemente pequeno. Deste modo pode-se definir:

$$\Delta c^{(0)} \approx (\frac{df}{dx})^{(0)} \Delta x^{(0)} \tag{3.38}$$

Onde

$$\Delta c^{(0)} = c - f(x^{(0)}) \tag{3.39}$$

Adicionar $\Delta x^{(0)}$ à estimativa inicial resulta na segunda aproximação:

$$x^{(1)} = x^{(0)} + \frac{\Delta c^{(0)}}{\frac{df}{dx}^{(0)}} \tag{3.40}$$

Repetindo este processo sucessivas vezes resulta no algoritmo de Newton-Raphson. O processo genérico é mostrado abaixo:

$$\Delta c^{(k)} = c - f(x^{(k)}) \tag{3.41}$$

$$\Delta x^{(k)} = \frac{\Delta c^{(k)}}{\frac{df}{dx}^{(k)}} \tag{3.42}$$

$$x^{(k+1)} = x^{(k)} + \Delta x^{(k)} \tag{3.43}$$

4 Introdução ao *OpenDSS*

4.1 Introdução

O software OpenDSS é um programa de código aberto, sua utilização é baseada em linhas de comando que definem os circuitos e todos os os seus componentes, além dos dispositivos de análise, estes comandos podem ser inseridos diretamente pelo usuário ou mesmo serem importados de arquivos de texto ou de outros softwares com o qual possua conectividade (MARQUES; EICHKOFF; MELLO, 2018).

O OpenDSS é versátil e pode ser utilizado de duas formas: *standalone* ou associada a outro software. A versão executável *standalone* é a mais simples, consiste de uma tela para escrita das linhas de código que representem o sistema estudado, e é suficiente para a maioria das aplicações do sistema onde são analisados cenários e encontradas soluções. A versão integrada com outros sistemas faz uso da interface COM, e é utilizada para aplicações específicas e customizadas, que necessitem de ferramentas presentes em outras plataformas, como MATLAB, VBA, C#, Python, etc. (RAMACHANDRAN, 2011).

A interface do OpenDSS é de fácil compreensão, tendo sua principal aplicação na análise de sistemas de distribuição e seus detalhes. A ferramenta é provida de diversos elementos, como relés, capacitores, sistemas fotovoltaicos (FV), armazenamento de energia, etc. Estas características tornam a análise de sistemas de distribuição com a inclusão de GD possível no OpenDSS. Além da grande gama de elementos disponíveis, o OpenDSS também tem como característica positiva os vários métodos de cálculo e análise, como o modo *Snapshot*, que realiza os cálculos de fluxo por método iterativo, o método *Direct*, que apresenta os cálculos de fluxo pelo modo direto, além do modo *Daily*, que calcula o fluxo de todo o período de um dia, considerando curvas de carga, entre outros (NIE et al., 2012).

O software foi criado em 1997, tendo como principal objetivo realizar a análise de sistemas de distribuição com a presença de geração distribuída (GD), além de oferecer uma plataforma flexível de desenvolvimento. Ao longo dos anos o OpenDSS ganhou diversas funcionalidades, e se tornou um programa popular entre os projetistas e analistas de sistemas de distribuição, até que em 2008 a EPRI, empresa detentora dos direitos do software, abriu mão da patente e o tornou *open-source*, ou código aberto, num esforço para modernizar as redes de distribuição de energia elétrica ao redor do mundo (DUGAN; MCDERMOTT, 2011).

4.2 Estrutura do programa

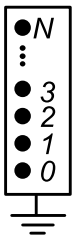
Os software possui diversos modelos que podem ser utilizados para montar os circuitos de distribuição, barras, cargas geradores, por exemplo, e cada um destes modelos possui sua

própria metologia de inserção.

4.2.1 Barras

A barra é o modelo genérico utilizado para realizar a conexão dos diversos componentes elétricos disponíveis no OpenDSS. Cada barra possui *N* entradas/saídas onde podem ser conectados os terminais dos equipamentos e cargas. Na Figura 7 é apresentado o diagrama que representa a barra com *N* nós.

Figura 7 – Barra com N nós



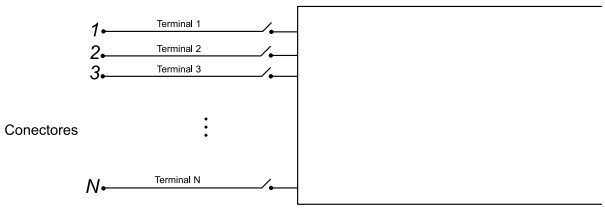
Fonte: Adaptado de Freitas (2015)

Uma curiosidade sobre o elemento barra é que ele não precisa ser declarado. Para cada elemento declarado é também criada uma barra para realizar a conexão do mesmo com outros elementos posteriores.

4.2.2 Terminal

Os terminais, assim como as barras, não precisam ser declarados, uma vez que compõem os elementos ao serem declarados. Cada terminal pode ser conectado a apenas uma barra, e cada terminal pode possuir *N* conectores utilizados para realizar a conexão com os demais dispositivos. Na Figura 8 é apresentada a representação do terminal com *N* conectores.

Figura 8 – Terminal com N nós



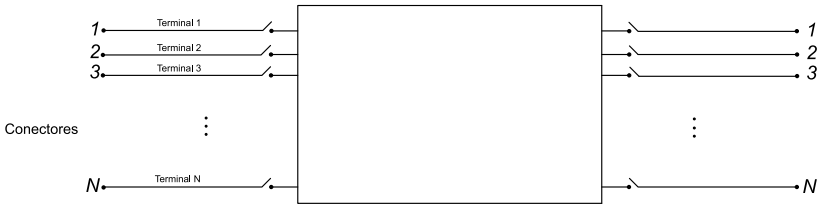
Fonte: Adaptado de Freitas (2015)

4.2.3 Elementos de transporte de energia

Os elementos de transporte de energia são dispositivos que possuem um ou mais terminais de conexão, como por exemplo uma linha trifásica em "Y"com quatro fios vai possuir dois

terminais com quatro conectores em cada, ou um transformador monofásico de três enrolamentos possui três terminais de dois conectores cada. Os elementos de transporte tem como função básica realizar a transposição de potência entre pontos, essa característica não se aplica a bancos de capacitores e reatores, no entanto estes elementos são considerados nesta categoria uma vez que são caracterizados principalmente por suas matrizes admitância nodais. Na Figura 9 pode ser vista a representação de um elemento de transporte de energia genérico.

Figura 9 – Elemento transportador de energia

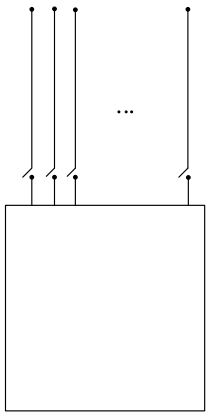


Fonte: Adaptado de Freitas (2015)

4.2.4 Elementos de conversão

Os elementos de conversão de energia são aqueles encontrados nas extremidades do sistema elétrico, geradores que convertem algum outro tipo de energia em energia elétrica, ou cargas que convertem a energia elétrica em diversas outras energias para o uso do consumidor. Também são incluídos aqui os acumuladores de energia e equivalentes de Thévenin. A representação deste elemento pode ser vista na Figura 10. Em geral estes elementos possuem apenas um terminal com N conectores.

Figura 10 – Elemento de conversão



Fonte: Adaptado de Freitas (2015)

4.3 Dispositivos

Como dito anteriormente, os elementos são inseridos diretamente no OpenDSS através de linhas de comando. Cada elemento possui um algoritmo característico com seus parâmetros necessários. Nesta seção serão apresentados os elementos mais usuais e seus algoritmos de declaração.

4.3.1 Equivalente de Thévenin

No OpenDSS, ao se criar um circuito, é necessário que seja iniciado pelo elemento *Circuit*, além de alguns parâmetros necessários para a correta declaração do circuito. Na Tabela 2 estes parâmetros são apresentados:

Tabela 2 – Parâmetros de criação de circuito

Parâmetro	Descrição
basekV	Tensão de linha nominal em *kV*
*bus*1	Nome da barra a qual o elemento é conectado
R1	Resistência da sequência positiva da fonte Ω
X1	Reatância de sequência positiva da fonte Ω
*mvasc*3	Potência de curto-circuito trifásico MVA
*mvasc*1	Potência de curto-circuito monofásico MVA
pu	Valor por unidade da tensão na barra

4.3.2 Gerador

Como elemento de conversão de energia, o gerador segue as características citadas no item 4.2.4, sendo necessário que se definam as suas características, como potência nominal, tensão nominal e fator de potência. Também é necessário definir o modelo de geração de energia, que pode ser:

- Potência constante ou definida por uma curva de potência;
- Impedância constante;
- Potência constante seguindo despacho;
- Modelo descrito pelo usuário.

Na Tabela 3 são apresentados os demais parâmetros a ser definidos e seus respectivos códigos:

$$New\ \ Generator.Gerador1 = BusA\ \ kV = 13.8\ \ kW = 2000\ \ model = 3$$
$$\sim\ \ maxkvar = 5000\ \ minkvar = 1000$$

Tabela 3 – Parâmetros de declaração do gerador

Parâmetro	Descrição
kV	Tensão de linha nominal em *kV*
*bus*1	Barra na qual o gerador é conectado
kW	Potência nominal do gerador em kW
PF	Fator de potência
model	Modelo de geração
phases	Número de fases do gerador
maxkvar	Valor máximo de potência reativa em Mvar
minkvar	Valor mínimo de potência reativa em Mvar

4.3.3 Transformador

Os transformadores podem ter dois ou mais enrolamentos, além de manipularem circuitos de uma ou mais fases. Para declaração no OpenDSS é necessário que se definam essas informações, além das características de impedância, reatância e perdas, além da potência nominal dos enrolamentos.

Os parâmetros para declaração de transformadores, e um exemplo de declaração no software, são mostrados na Tabela 4:

Tabela 4 – Parâmetros para declaração de transformador

Parâmetro	Descrição
kV	Tensão de linha nominal do enrolamento em *kV*
bus	Barra na qual o enrolamento é conectado
kVA	Potência nominal do gerador em kVA
Windings	Número de enrolamentos
XLH	Reatância em série $p.u.$
%loadloss	Porcentagem da perda total com carga nominal
%noloadloss	Porcentagem da perda total em vazio
Wdg	Enrolamento para receber os parâmetros
conn	Tipo de conexão das fases no enrolamento indicado
tap	Tensão em $p.u.$ do tap utilizado (quando houver)
Phases	Número de fases do transformador

$$
\begin{aligned}
& New\ transformer.T1\ xhl = 5\ \%loadloss = 0.5\ \%noloadloss = 0.2 \\
\sim\ & wdg = 1\ bus = Primario\ conn = wye\ kV = 13.8\ kVA = 6000\ tap = 1 \\
\sim\ & wdg = 2\ bus = Secundario\ conn = wye\ kV = 0.38\ kVA = 6000\ tap = 1.05
\end{aligned}
$$

4.3.4 Linha de transmissão

As linhas de transmissão de energia possuem dois terminais no software OpenDSS. Estas são modeladas no modelo π com capacitores *shunt*, sendo assim necessário definir a matriz

admitância para cada tipo de linha utilizada no sistema simulado. Para realizar a inserção dos parâmetros das linhas podem ser utilizadas impedâncias sequenciais, matrizes de resistências e reatâncias ou, ainda, declarando elementos do tipo *LineCode* e utilizando-os para determinar as características das linhas utilizadas (FREITAS, 2015).

Ao se utilizar o elemento *LineCode* é possível armazenar todas as características de um arranjo de linha e determinar uma etiqueta para que este seja referenciado nas linhas desejadas. A utilização desta ferramenta organiza o código e o torna mais legível, ao reduzir o número de linhas de código, uma vez que as características de linhas de mesmo tipo podem ser declaradas apenas uma vez. Na Tabela 5 são apresentados os principais parâmetros utilizados para definir o elemento *LineCode*:

Tabela 5 – Parâmetros de declaração dos LineCodes

Parâmetro	Descrição
$Nphases$	Número de fases
$baseFreq$	Frequência base das reatâncias
$R1$	Resistência de sequência positiva em Ω por unidade de medida
$R0$	Resistência de sequência zero em Ω por unidade de medida
$X1$	Reatância de sequência positiva em Ω por unidade de medida
$X0$	Reatância de sequência zero em Ω por unidade de medida
$C1$	Capacitância total de sequência positiva em nF por unidade de medida
$C0$	Capacitância total de sequência zero em nF por unidade de medida
$Rmatrix$	Matriz de resistências da linha por unidade de medida
$Xmatrix$	Matriz de reatâncias da linha por unidade de medida
$units$	Unidade de distância utilizada
$Normamps$	Corrente nominal da linha

Como exemplo da determinação de linhas, abaixo é mostrada a declaração de um arranjo de linha trifásica:

$$
\begin{aligned}
&NewLinecode.Linhatrifasica\ \ nphases = 3\ \ basefreq = 60\ \ units = km \\
&\sim rmatrix = (0.20|0.05\ \ 0.22|0.05\ \ 0.05\ \ 0.22|0.05\ \ 0.05\ \ 0.05\ \ 0.22) \\
&\sim xmatrix = (0.80|0.54\ \ 0.80|0.48\ \ 0.54\ \ 0.80|0.43\ \ 0.43\ \ 0.42\ \ 0.80)
\end{aligned}
$$

A partir da etiqueta dada ao *Linecode*, no caso exemplo escrita como *Linhatrifasica*, este mesmo conjunto de parâmetros de arranjo pode ser aplicado a quantas linhas forem necessárias.

4.3.4.1 Declaração da linha

Fazendo uso dos parâmetros definidos com o auxílio do *Linecode* é possível determinar as linhas de transmissão de maneira facilitada. Abaixo são apresentados os principais parâmetros utilizados na declaração das linhas, e também um exemplo de declaração que utiliza os parâmetros definidos anteriormente.

Tabela 6 – Parâmetros de declaração das linhas de transmissão

Parâmetro	Descrição
Phases	Número de fases da linha declarada
Bus1	Barramento onde o terminal 1 da linha é conectado
Bus2	Barramento onde o terminal 2 da linha é conectado
LineCode	*Etiqueta dos parâmetros da linha que já foram definidos*
Lenght	Comprimento da linha
units	Unidade do comprimento

$$NewLine.Linha1\ \ phases = 3\ \ bus1 = BarraA\ \ bus2 = BarraB$$
$$\sim linecode = Linhatrifasica\ \ lenght = 100\ \ units = m$$

É importante salientar que variações são possíveis no código apresentado, a depender das necessidades do programador. É possível, por exemplo, definir os terminais do barramento nos quais se deseja conectar os terminais da linha que está sendo declarada. Para isto é necessário apenas que se adicione os números dos terminais desejados após o nome da barra de conexão. Outro fato importante é que a unidade de comprimento só é necessária quando a unidade utilizada na linha é diferente da unidade utilizada na definição dos parâmetros do arranjo. No caso exemplo, mostrado anteriormente, o comprimento da linha era dado em metros, enquanto o comprimento dos parâmetros foi determinado em quilometros, por conta disso é necessário que seja declarada a unidade utilizada na linha.

4.3.5 Carga

Como dito anteriormente, as cargas são dispositivos de conversão de energia, possuindo um único terminal. A declaração de uma carga no software OpenDSS pede que sejam definidas algumas variáveis. Pode-se determinar os valores de potência nominal em *kW* e fator de potência *FP*, ou a potência ativa nominal em *kW* e a potência reativa nominal em *kVAr*, ou ainda pode-se declarar apenas a potência aparente nominal em *kVA* e o fator de potência da carga *FP* (FREITAS, 2015).

As cargas também necessitam de um modelo de carga, que definem quais valores são constantes e quais devem ser calculados durante as iterações. São os seis os modelos disponíveis, sendo eles: Potência ativa e reativa constante (1), Impedância constante (2), Potência ativa constante e potência reativa quadrática (3), potência ativa não linear e potência reativa quadrática (4), corrente constante (5) e especial ZIP (8), esta última deve ser definida externamente.

Para a declaração da carga são utilizados parâmetros, assim como nos demais elementos. Os principais parâmetros são apresentados na Tabela 8.

A declaração de uma carga ocorre de maneira simples. Neste elemento é possível determinar um comportamento para os valores de potência que obedece a um arquivo externo do tipo *.csv*, ou também uma declaração interna no código, fazendo uso do parâmetro *Daily*

Tabela 7 – Parâmetros de declaração da carga

Parâmetro	Descrição
Phases	Número de fases da carga
Bus1	Barramento onde a carga é conectada
kV	Tensão nominal
KVA	Potência aparente nominal
KW	Potência ativa nominal
Kvar	Potência reativa nominal
FP	Fator de potência
Daily	Curva diária associada ao comportamento da carga
conn	Tipo de conexão da carga

e nomeando o arquivo a ser lido. Quando isto não é necessário pode-se determinar apenas os valores constantes de potência e declarar a carga desejada como no exemplo abaixo:

$$\begin{aligned} & Newload.Carga1 \;\; phases = 3 \;\; model = 1 \;\; bus = BarraB \\ \sim \; & kV = 0.38 \;\; kW = 30 \;\; kvar = 18 \;\; conn = wye \end{aligned}$$

4.3.5.1 Curva de carga

As curvas de carga são utilizadas para representar as variações da potência consumida nas cargas durante um dia. Pode-se definir esta variação a partir do elemento *loadShape*. Abaixo é mostrado um exemplo da declaração do elemento.

$$\begin{aligned} & New \;\; Loadshape.DiaDeSemana \;\; npts = 4 \;\; interval = 6 \\ \sim \; & mult = (0.75 \;\; 0.69 \;\; 0.57 \;\; 0.70) \end{aligned}$$

No exemplo mostrado é necessário se definir uma etiqueta para a curva de carga, que no caso foi chamada por *DiaDeSemana*, para representar o comportamento de uma determinada carga em dias úteis. Em seguida é definido o número de pontos da curva que se deseja definir com o parâmetro *npts* e também o intervalo entre os pontos, em horas, com o parâmetro *interval*. Após as definições preliminares os valores da curva podem ser inseridos em formato de vetor após o comando $\sim$ *mult*. Todas as cargas que receberem esta etiqueta para o parâmetro *Daily* terão as suas potências nominais alteradas de acordo com os coeficientes determinados no vetor da curva de carga. Essa mesma curva pode também ser representada por um arquivo do tipo .csv que esteja localizado no mesmo diretório que o arquivo da simulação. Este arquivo deve ser composto por duas colunas, uma com o número do ponto e outra com o seu coeficiente.

4.3.6 Capacitor

Os capacitores são comumente utilizados nos sistemas de potência de modo que sejam corrigidos os perfis de tensão que se encontrem abaixo da faixa de valores aceitáveis (BEÊ, 2007).

No OpenDSS estes também podem ser inseridos para verificação das alterações no sistema. Estes podem ser conectados em configuração *shunt*, com apenas um terminal, ou também em série, com dois terminais. Esta variação é percebida pelo software de maneira trivial, apenas omitindo a declaração do segundo terminal quando se deseja utilizá-lo na configuração *shunt*. Na Tabela 9 são apresentados os principais parâmetros na declaração de capacitores.

Tabela 8 – Parâmetros de declaração dos capacitores

Parâmetro	Descrição
Phases	Número de fases da carga
Bus1	Primeiro barramento onde o capacitor é conectado
Bus2	Segundo barramento onde o capacitor é conectado
kV	Tensão nominal
kvar	Potência reativa

$$\begin{aligned} & New\ \ Capacitor.Cap1\ \ Bus1 = BarraA \\ \sim\ & phases = 3\ \ kvar = 5000\ \ kV = 13.8 \end{aligned}$$

4.4 Modos de simulação

Para a execução da simulação no OpenDSS é possível que se escolha entre diferentes tipo de simulação. Os modos disponíveis são:

- Fluxo de potência;
- Curto-Circuito;
- Fluxo de harmônicos;
- Estabilidade;
- Crescimento de demanda.

4.4.1 Fluxo de potência

O estudo de fluxo de potência pode, ainda, ser executado de diferentes modos, que são: Modo padrão, Modo diário ou anual, Modo de Monte Carlo ou modo de carga variante no tempo.

O modo padrão realiza o cálculo de fluxo para condições específicas, por exemplo quando se deseja conhecer características do circuito em condições de máxima ou mínima carga. No modo diário os cálculos são realizados diversas vezes, obedecendo à quantidade de degraus definida na curva de carga, representando o fluxo de carga para cada instante desejado. Estes dois são os modos mais utilizados nas aplicações do software OpenDSS, e também são os únicos modos utilizados neste trabalho.

No modo padrão e no modo diário são necessários alguns cuidados para a correta execução do código escrito. É necessário que sejam informadas as tensões de base, utilizando o comando *Set voltagebases* seguido pelo vetor com as tensões de base e também do comando *Calcvoltages* que executa o cálculo da tensão pu em todos os pontos do circuito desenhado (DUGAN, 2013)

Para o modo padrão a operação é configurada ao se declarar o modo com o comando *Set mode = snapshot* seguido pelo comando *Solve* que dá início ao cálculo de fluxo de carga.

Já para o modo diário são necessárias mais informações. Além de declarar o modo de operação através do comando *Set mode=daily* também é necessário declarar a distância temporal entre os pontos apresentados utilizando o comando *stepsize=1h*, trocando o tempo pelo intervalo desejado, e também o número de passos dados no tempo utilizando o comando *number=24*, que neste caso é igual a 24 por conta do intervalo definido anteriormente, finalizando um dia inteiro, para então iniciar os cálculos de fluxo, também, utilizando o comando *Solve*.

Os valores de *stepsize* e *number* podem ser alterados para que se atinja a base de tempo desejada, como minutos e segundos. Lembrando, é claro, que quanto maior a precisão da simulação em relação ao tempo maior será o número de cálculos realizados, e assim também exigindo muito mais do processador da máquina utilizada.

4.5 Sistema fotovoltaico

Para a inserção de sistemas fotovoltaicos no script do OpenDSS é utilizado arquivo externo, que declare todas as propriedades da planta geradora. Para realizar a conexão entre o arquivo principal e o arquivo da planta fotovoltaica é utilizado o comando *Redirect* seguido do nome do arquivo com sua extensão.

No arquivo FV são declarados as seguintes propriedades:

- Curva potência vs temperatura;
- Curva eficiência vs potência;
- Curva de irradiação ao longo do dia;
- Curva de temperatura ao longo do dia;
- Barra de conexão.

As curvas são declaradas na forma de dois vetores, x e y. Para iniciar a declaração é utilizado o comando *New* seguido do parâmetro *XYCurve*, do nome dado à curva e dos vetores. Abaixo é mostrado um exemplo de declaração:

$$New\ \ XYCurve.MyPvsT\ \ npts = 4\ \ xarray = [0\ \ 25\ \ 75\ \ 100]\ \ yarray = [1.2\ \ 1.0\ \ 0.8\ \ 0.6]$$

Para o caso da curva que evolui em relação ao tempo a declaração é feita de maneira diferente, uma vez que o tempo não precisa ser declarado. Neste caso também é utilizado o comando *New*, mas este é acompanhado do parâmetro *Loadshape*. Também é necessário declarar o número de pontos da curva que se está desenhando, além do intervalo entre os pontos, dado em horas. Abaixo é mostrado um exemplo de declaração de curva em relação ao tempo:

$$New\ \ Loadshape.MyIrrad\ \ npts = 4\ \ interval = 6\ \ mult = [0.1\ \ 0.3\ \ 0.5\ \ 0.2]$$

Por fim é necessário que se declare o sistema fotovoltaico que irá utilizar os parâmetros definidos anteriormente. Para isso após o comando *New* é inserido o parâmetro *PVSystem* juntamente com o nome do sistema utilizado. Para completar a declaração também é necessário que se definam as informações nominais do sistema, como fator de potência, tensão, potência pico de geração do sistema e temperatura local.

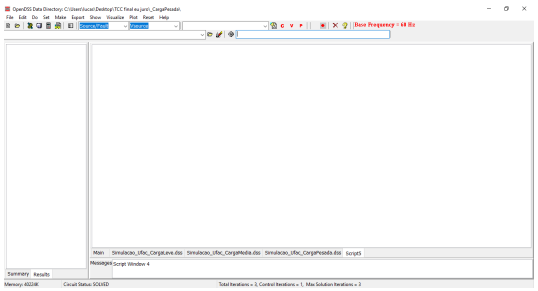
$$New\ \ PVSystem.PV\ \ phases = 3\ \ bus1 = trafo_pv\ \ kV = 0.38\ \ irrad = .98\ \ Pmpp = 96\ \ temperature = 25\ \ PF = 1\ \ \%cutin = 0.1\ \ \%cutout = 0.1\ \ effcurve = Myeff\ \ P{-}TCurve = MyPvsT\ \ Daily = MyIrrad\ \ TDaily = MyTemp$$

O sistema pode ser conectado em uma barra já existente, desde que esta possua a mesma magnitude de tensão que o sistema fotovoltaico. Nos casos em que se deseja inserir a potência gerada diretamente na rede de média tensão é necessário que se utilize um transformador, e que este seja declarado no próprio arquivo do sistema FV. A declaração de transformadores segue o exemplo já apresentado anteriormente.

4.6 Preparação do ambiente

Na Figura 11 é mostrada a tela inicial, encontrada ao se iniciar o software na sua versão *standalone*. Nesta tela o script do sistema a ser simulado pode ser escrito. Na parte superior é encontrada a barra de ferramentas rápidas, mesmo que todos os comandos disponíveis na barra também podem ser utilizadas por meio de linhas de código no script.

Figura 11 – Tela Inicial OpenDSS

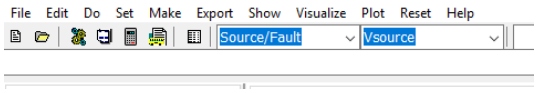


Ainda na Figura 11, na parte inferior, ficam armazenadas as abas com os diferentes scripts, possibilitando ao usuário manter diversos scripts abertos, e trabalhar de maneira interconectada

Figura 13 – Barra de ferramentas (2/2)

entre estes. Estes diferentes scripts podem operar o mesmo circuito, por exemplo, ou circuitos diferentes, se no início da sua execução for definido um novo circuito.

Figura 12 – Barra de ferramentas (1/2)



A execução do código, inteiro ou em partes, pode ser feita de três maneiras diferentes. Após selecionar o trecho do código a ser executo o usuário pode clicar com o botão direito no texto selecionado, e então clicar na opção *Do Selected*. A segunda opção é similar, mas utilizando o atalho *ctrl-d*. A terceira forma é utilizando a barra de ferramentas, mostrada na figura 12, nela pode ser vista a opção *Do*, que abre um menu suspenso onde é encontrada a opção *Selected Line(s)*. Qualquer um dos métodos tem o mesmo resultado na simulação.

5 Simulação da rede de distribuição de energia da Ufac

5.1 Procedimentos metodológicos

Este trabalho objetiva o estudo de caso e análise das alterações causadas no fluxo de carga da rede de distribuição do campus Rio Branco da Universidade Federal do Acre após a inserção de uma mini usina fotovoltaica. Para a execução desta análise são seguidos alguns passos para alcançar os resultados necessários para a análise correta do caso.

Primeiramente são recolhidos os dados de georreferenciamento da rede de distribuição estudada, com a localização dos postes, localização e informações técnicas dos transformadores, arranjos das linhas de distribuição, cargas conectadas e comportamento das curvas de carga associada. Estas informações serão obtidas com a prefeitura do campus, responsável pela manutenção das instalações elétricas, e também com a equipe do Centro de Excelência em Energia do Acre, que realizou anteriormente levantamento da rede para estudos de eficiência energética.

Com os dados em mãos será utilizado o *software* OpenDSS para a simulação do caso base. Primeiramente a rede de distribuição do campus será modelada no *software*, sendo necessário para isso que todas as informações obtidas anteriormente sejam inseridas no código fonte do circuito simulado.

Os primeiros dados necessários para a simulação do sistema são os dados de posicionamento global dos postes e estruturas da rede de distribuição. Para isso os mesmos serão inseridos em planilha, e em seguida acionados no código fonte do circuito. Com as informações de posicionamento serão então importadas as linhas, e suas respectivas características, entre os postes e barras.

Após a inserção das linhas o próximo passo será inserir os transformadores, determinar as cargas associadas, assim como curva de carga dos prédios do campus. Serão utilizadas cenários de carga leve, média e pesada, sendo considerado como fator de utilização para as mesmas valores de 60%, 80% e 100%, respectivamente.

Com a rede montada no *software* deverão ser realizados os testes de fluxo de carga, perfil de tensão e perdas para cada um dos cenários propostos, e os dados recolhidos para comparação.

Serão obtidas as informações técnicas da planta de geração fotovoltaica juntamente ao CEEAC, responsável pela instalação e operação da usina, e estas informações inseridas no *software* para simular a geração fotovoltaica.

Com a geração FV inserida no caso base todos os testes realizados previamente serão repetidos, e as novas informações serão registradas. Estas informações devem ser comparadas com as obtidas anteriormente para que se verifiquem as alterações causadas pela inserção da

geração distribuída, possíveis problemas acarretados pela mesma e também para indicar possíveis soluções.

As informações produzidas por este estudo devem ser compiladas e produzir relatório que embase quaisquer possíveis melhorias ou alterações propostas a partir da análise dos resultados aqui apresentados.

5.2 Introdução

O caso de estudo abordado neste trabalho se trata da simulação da rede de distribuição interna do Campus Rio Branco da Universidade Federal do Acre. A citada rede de distribuição irá receber, em breve, a conexão de uma mini usina fotovoltaica com potência nominal de, aproximadamente, 180kWp. É desejado verificar as alterações no fluxo de carga decorrentes da inserção de uma fonte de geração de energia no local.

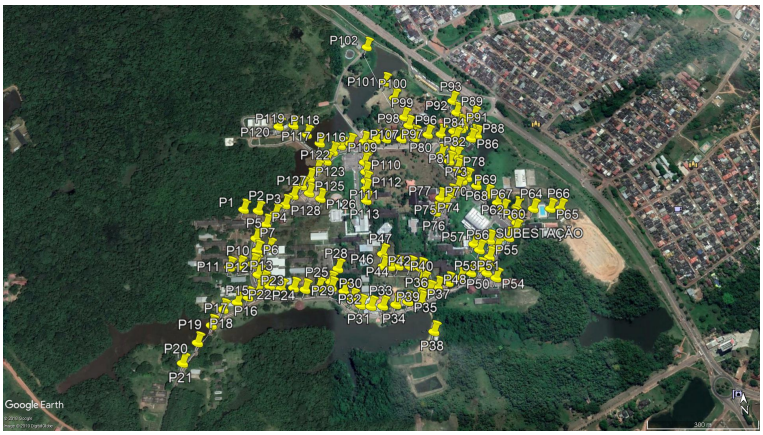
Para a execução da simulação da rede no *software OpenDSS* foram necessários os dados georreferenciados dos postes e transformadores que compõem o sistema de distribuição do campus. Estes dados foram obtidos a partir de duas fontes, primeiramente da execução do projeto "Eficiência Energética e Uso Racional de Energia Elétrica na Universidade Federal do Acre – UFAC"da Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, e executado pelo Centro de Excelência em Energia Elétrica do Acre, CEEAC. E, para obter maior confiança dos dados e reduzir erros os dados foram cruzados com os dados do artigo "Channel model with capacity estimation algorithm on primary distribution overhead lines for broadband PLC"desenvolvido no mesmo campus (MOTTA et al., 2017).

A UFAC possui diversos campi, entre estes o mais notável é o campus sede, Rio Branco. Este possui uma área de 292,34 hectares, sendo 86.817,90 metros quadrados de área construída, entre prédios administrativos, laboratórios e blocos de aula, até o ano de 2017 (GUILHERME, 2019).

O campus é dividido em cinco áreas, com alimentações de energia individuais. Para este caso de estudo será considerado apenas a área principal, com maior concentração de carga, e também onde será inserida geração de energia. A rede a ser estudada trata-se de uma rede de distribuição do tipo radial, com possibilidade de ligação em anel.

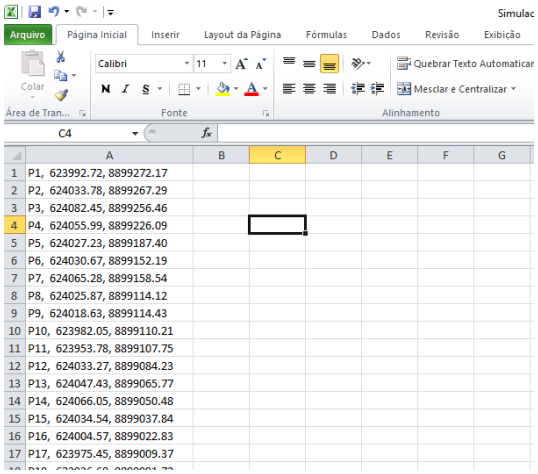
Os dados de posição global dos postes de transformadores foram inseridos no *software* Google Earth Pro, para visualização do sistema como um todo. A imagem obtida é mostrada na Figura 14.

Figura 14 – Georreferenciamento dos postes e transformadores



O OpenDSS não possui ferramenta para recebimento das informações de posicionamento através do Google Earth, ou mesmo de um arquivo de extensão .kmz e por este motivo os dados de posicionamento global são escritos, em formato UTM, em planilha de extensão .csv. Na planilha, que será acessada pelo OpenDSS, os dados devem estar dispostos em uma única coluna, com células compostas pela etiqueta do ponto, seguida das coordenadas, sendo estas informações todas separadas por vírgula. Este arquivo deve ser posicionado na mesma pasta em que se encontrar o arquivo da simulação, e tem sua tela apresentada na Figura 15.

Figura 15 – Planilha csv com coordenadas e etiquetas de postes



Para a obtenção da curva de carga que será aplicada ao sistema foram escolhidos três prédios alimentados por um único transformador, neste caso o bloco de coordenações Euclydes de Oliveira Figueiredo, CCJSA e coordenações de Direito, Agronomia e Engenharia Florestal, os blocos de salas de aula Aúlio Gélio Alves de Souza, João Mendonça Furtado e laboratório de hidráulica. A alimentação desses bloco foi medida pelo período de uma semana no secundário do transformador que alimenta o mesmo. Os dados obtidos, e processados em planilha, produziram os coeficientes utilizados para a curva proposta. É importante salientar que a curva obtida não representa fielmente todos os prédios do campus, mas pode ser utilizada como referência por possuir perfil de utilização misto: acadêmico e administrativo. Assim como as coordenadas, os

coeficientes da curva de carga devem ser inseridas em planilha de extensão .csv e declaradas no script da simulação, ou também podem ser declaradas diretamente no script.

Como foi dito anteriormente, este estudo realizará simulação para três níveis de carga, com e sem inserção do sistema FV. Sendo assim, em seguida será apresentado o método de inserção do sistema no *software*, seguido dos casos específicos e seus resultados.

5.3 Montagem do sistema

Inicia-se declarando o novo circuito que irá definir o sistema a ser simulado. Para isto, excluindo as declarações típicas de *statement* já citadas anteriormente, é necessário começar declarando todos os transformadores utilizados na rede simulada, o método de declaração de transformador também já foi demonstrado anteriormente. No sistema foco deste trabalho foram encontrados um total de trinta e cinco transformadores, com diversas potências, e os seus dados são apresentados na Tabela 10.

Tabela 9 – Relação de transformadores do sistema

Transformador	Potência nominal (kVA)	Poste
TRAF1	75	P1
TRAF2	45	P4
TRAF3	225	P7
TRAF4	150	P11
TRAF5	45	P17
TRAF6	30	P21
TRAF7	225	P22
TRAF8	150	P28
TRAF9	30	P30
TRAF10	150	P33
TRAF11	45	P38
TRAF12	75	P41
TRAF13	225	P44
TRAF14	75	P47
TRAF15	30	P49
TRAF16	112,5	P54
TRAF17	150	P57
TRAF18	75	P63
TRAF19	150	P66
TRAF20	30	P70
TRAF21	112,5	P76
TRAF22	225	P77

TRAF23	30	P80
TRAF24	30	P93
TRAF25	75	P102
TRAF26	45	P105
TRAF27	75	P109
TRAF28	150	P113
TRAF29	112,5	P120
TRAF30	225	P126
TRAF31	225	P131
TRAF32	150	P133
TRAF33	0	P134
TRAF34	30	SE_REITORIA
TRAF35	300	SE_REITORIA

Todos os transformadores possuem primário com ligação em triângulo e secundário com ligação em estrela, seguindo o mesmo padrão de distribuição utilizado pela concessionária local para oferecer ligação monofásica, bifásica e trifásica aos clientes, ou neste caso aos blocos do campus. Além dos valores de potência e do poste onde este transformador está conectado foi visto que o OpenDSS pede algumas outras informações e dados de placa do transformador. Esses dados foram obtidos a partir da observação *in loco* dos dados principais e posterior complemento com informações obtidas em manuais e catálogos, são mostrados na Tabela 11.

Tabela 10 – Relação de transformadores

Potência (kVA)	30	45	75	112.5
Corrente de excitação (pu)	0.036	0.032	0.027	0.025
Impedância (pu)	0.035	0.035	0.035	0.035
Perdas totais (W)	695	945	1395	1890
Perdas no ferro (W)	150	195	295	390
Perdas no ferro (%)	14.28571	11.42857	17.14286	11.42857
Perdas no ferro (VA)	15.52795	12.42236	18.63354	12.42236

Potência (kVA)	150	225	300
Corrente de excitação (pu)	0.023	0.021	0.019
Impedância (pu)	0.035	0.045	0.045
Perdas totais (W)	2335	3260	4060
Perdas no ferro (W)	485	650	810
Perdas no ferro (%)	22.85714	13.33333	0
Perdas no ferro (VA)	24.84472	14.49275	0

Fonte: Adaptado de GUILHERME (2019)

As linhas de distribuição tiveram seus parâmetros retirados também do projeto de georreferenciamento citado anteriormente. Seus comprimentos foram levantados a partir dos dados de posicionamento global. Os cabos utilizados na distribuição de energia em média tensão foram identificados como sendo do tipo CA 2 AWG, estes possuem características específicas referentes às impedâncias associadas ao cabo, tais características são apresentadas na Tabela 11.

Tabela 11 – Característica do cabo

Cabo CA 2 AWG	
R1	0.874
R0	0.874
X1	0.44
X0	0.44
C1	0.2469
C0	0.2469

Fonte: CME Wire and cable (2010)

Para a definição das cargas foram convencionados três estados de ocupação da rede: carga leve, carga média e carga pesada, sendo aplicado fator redutor da demanda dos transformadores para cada um dos casos. É importante também lembrar que o *software* OpenDSS, na rotina de declaração do carga, aceita diferentes modos de inserção da potência da carga, nesta simulação será utilizado o modelo de carga com potências ativa e reativa constantes. Para a definição do fator de potência das cargas foi utilizada a mesma medição com a qual se obteve a curva de carga, utilizando o equipamento analisador de energia, que apresentou FP de 0,85 para as cargas conectadas naquele bloco, pela característica mista do bloco que possui prédios de aula e administrativos, e pela notória repetição das cargas instaladas no campus, esse FP pode ser replicado para as demais cargas sem grandes prejuízos para o estudo. Para a simulação com carga leve será considerado fator de utilização de 60% dos transformadores, resultando nas potências apresentadas na Tabela 12. Para os dois casos restantes, carga média e carga pesada, serão considerados fatores de utilização de 80% e 100%, respectivamente. Os valores resultantes são facilmente calculados com o auxílio da Tabela 9.

Tabela 12 – Relação de potências para carga leve

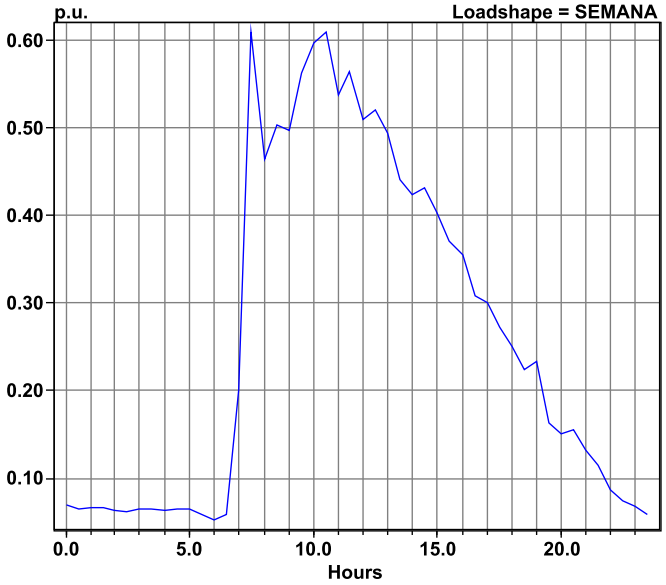
	Pot, Ativa	Pot, Reativa
Carga01	115,641	69,657
Carga02	57,8205	34,829
Carga03	15,4188	9,288
Carga04	15,4188	9,288
Carga05	15,4188	9,288
Carga06	38,547	23,219
Carga07	77,094	46,438

Carga08	77,094	46,438
Carga09	57,8205	34,829
Carga10	15,4188	9,288
Carga11	38,547	23,219
Carga12	115,641	69,657
Carga13	38,547	23,219
Carga14	23,1282	13,931
Carga15	77,094	46,438
Carga16	15,4188	9,288
Carga17	77,094	46,438
Carga18	115,641	69,657
Carga19	115,641	69,657
Carga20	23,1282	13,931
Carga21	15,4188	9,288
Carga22	77,094	46,438
Carga23	115,641	69,657
Carga24	23,1282	13,931
Carga25	38,547	23,219
Carga26	115,641	69,657
Carga27	57,8205	34,829
Carga28	38,547	23,219
Carga29	77,094	46,438
Carga30	77,094	46,438
Carga31	0,000	0,000
Carga32	23,1282	13,931
Carga33	38,547	23,219
Carga34	15,4188	9,288
Carga35	154,188	92,877

A carga 31 foi contabilizada para efeito de registro, mas se encontra desligada, e por isso sua potência é considerada zero.

Todas as cargas são submetidas a um regime horário que foi obtido da mesma maneira que o fator de potência característico do sistema, a partir da leitura de um conjunto de blocos com funções mistas. Esta leitura foi realizada com equipamento analisador de energia, cedido pela Ufac. A curva de carga aplicada às cargas do sistema é apresentada na figura 16.

Figura 16 – Curva de carga característica



5.4 Simulação sem GD

5.4.1 Carga leve

A simulação do sistema com carga leve sem geração distribuída é realizada, e apresenta diversos resultados. Para esta análise serão apresentados os dados relevantes para o estudo, e que podem sofrer maiores alteração após a inserção do sistema fotovoltaico. Primeiramente são apresentadas as perdas nas linhas de distribuição de energia que interligam o alimentador ao ponto de construção da mini usina fotovoltaica.

Tabela 13 – Perdas nas linhas entre alimentador e ponto de conexão sem GD

Elemento	Perdas (kW)
Line.L1	0,80378
Line.L2	0,13517
Line.L3	0,08665
Line.L4	0,02335
Line.L81	0,06422
Line.L82	0,08271
Line.L83	0,08041
Line.L84	0,08673
Line.L90	0,0194
Line.L91	0,07598
Line.L92	0,08677

Line.L93	0,042
Line.L94	0,04658
Line.L101	0,03302
Line.L102	0,02226
Line.L103	0,02303
Line.L104	0,00091
Line.L105	0,00092
Line.L106	0,00095
Line.L107	0,00085
Perdas totais (kW)	1,71569

Outro dado importante é o perfil de tensão detectado nas barras, assim como na descrição das perdas, as tensões apresentadas aqui são apenas aquelas calculadas nas barras entre o alimentador e o ponto de conexão da GD com a rede de distribuição.

Tabela 14 – Tensão nas barras entre alimentador e ponto de conexão da GD - Carga leve

Barra	kV	p.u.
p89	13.72	0.9942
p88	13.71	0.9938
p87	13.71	0.9937
p90	13.71	0.9936
p91	13.71	0.9935
p94	13.71	0.9934
p95	13.71	0.9933
p96	13.71	0.9932
p97	13.7	0.9931
p103	13.7	0.9931
p104	13.7	0.9929
p105	13.7	0.9928
p106	13.7	0.9927
p107	13.7	0.9927
p114	13.7	0.9926
p115	13.7	0.9925
p116	13.7	0.9925
p117	13.7	0.9925
p118	13.7	0.9924
p120	13.7	0.9924
p119	13.7	0.9924

Nas Figuras 17 e 18 são apresentados os perfis de potência medida nos dois locais. Foram definidas as variáveis P1, P2 e P3 representam as potências ativas em cada uma das fases, assim como Q1, Q2, Q3 representam as potências reativas.

Figura 17 – Potência de entrada com carga leve sem GD - Carga leve

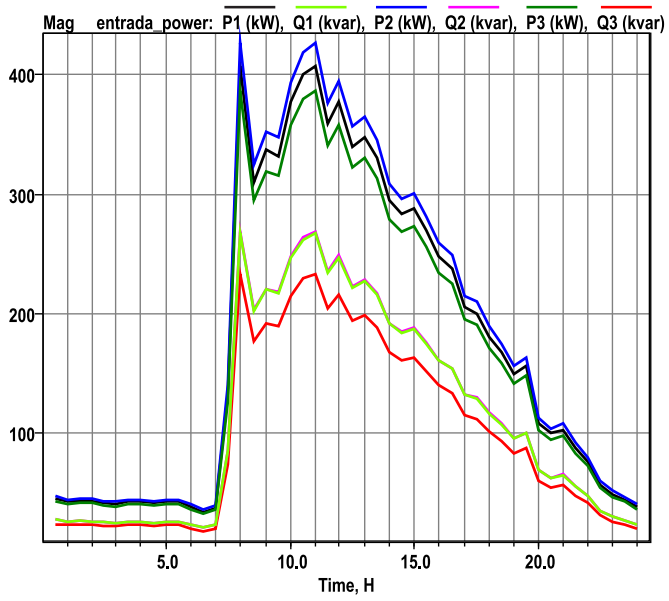
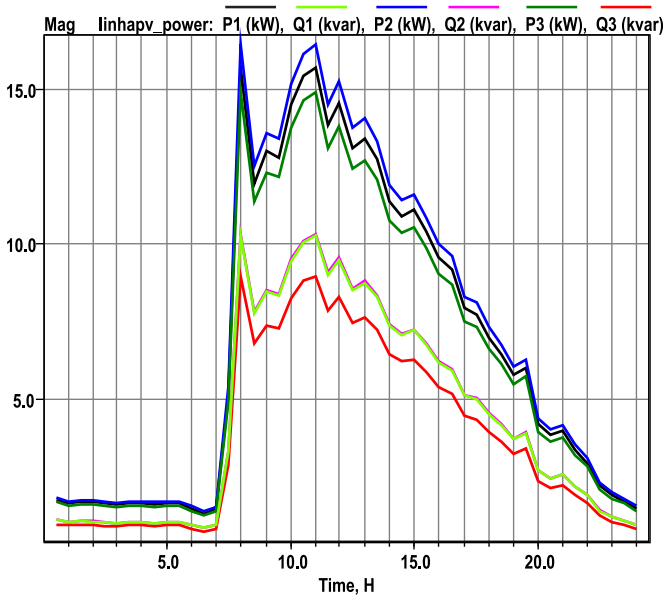


Figura 18 – Potência no trecho de conexão da planta FV - Carga leve



Observa-se que, como esperado, a curva de potência apresentada se assemelha à curva de carga definida anteriormente, uma vez que todas as cargas foram submetidas à mesma curva.

5.4.2 Carga média

Assim como feito para a suposição de carga leve, também são analisados os perfis de tensão e comportamento da potência nos dois pontos para o caso de carga média, ou 80% de fator de utilização dos transformadores.

Tabela 15 – Perdas nas linhas entre o alimentador e o ponto de conexão GD - Carga média

Elemento	Perdas (kW)
Line.L1	1,44274
Line.L2	0,24262
Line.L3	0,15511
Line.L4	0,04179
Line.L81	0,11493
Line.L82	0,14803
Line.L83	0,1439
Line.L84	0,15522
Line.L90	0,0347
Line.L91	0,13593
Line.L92	0,15523
Line.L93	0,07576
Line.L94	0,08403
Line.L101	0,05966
Line.L102	0,04022
Line.L103	0,0416
Line.L104	0,00163
Line.L105	0,00165
Line.L106	0,00171
Line.L107	0,00152
Perdas totais (kW)	3,07798

Tabela 16 – Tensão nas barras sem GD - Carga média

Barra	Mag: V(kV)	p.u.
p89	13.69	0.9922
p105	13.59	0.9848
p120	13.56	0.9827
p88	13.66	0.9897
p87	13.65	0.9893
p90	13.64	0.9887
p91	13.64	0.9885

Tabela 16 – Tensão nas barras sem GD - Carga média

Barra	Mag: V(kV)	p.u.
p94	13.64	0.9881
p95	13.63	0.9874
p96	13.62	0.9868
p97	13.61	0.9862
p103	13.61	0.986
p104	13.6	0.9854
p106	13.58	0.9844
p107	13.58	0.9839
p114	13.57	0.9835
p115	13.57	0.9833
p116	13.56	0.983
p117	13.56	0.9829
p118	13.56	0.9828
p119	13.56	0.9828

Figura 19 – Potência no trecho de entrada - Carga média

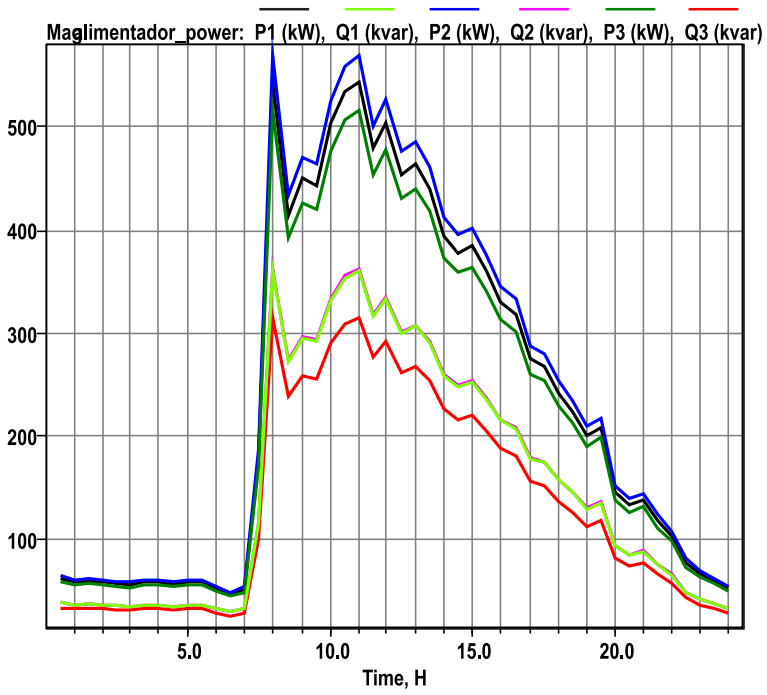
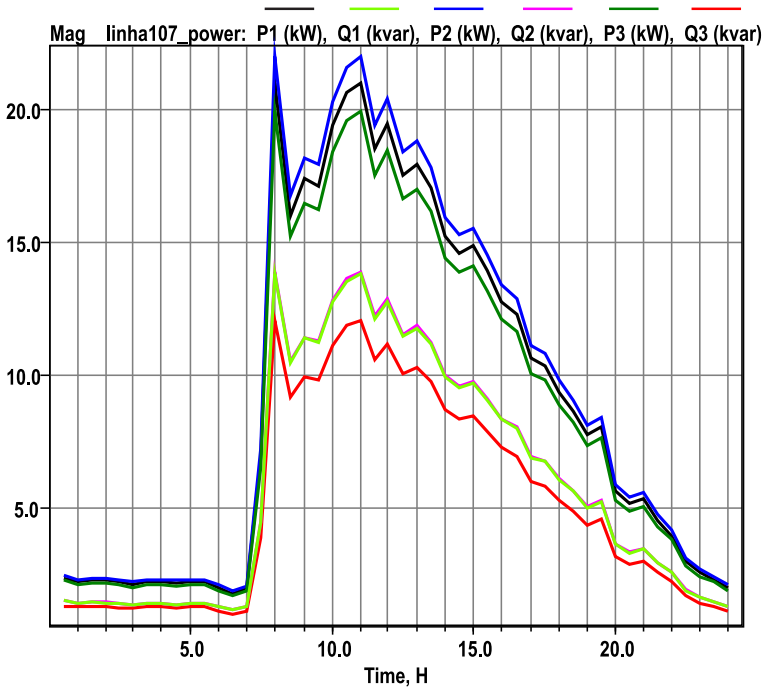


Figura 20 – Potência no trecho de conexão da planta FV - Carga média



5.4.3 Carga pesada

O caso de carga pesada, ou fator de utilização 100% dos transformadores, serve apenas para efeitos de estudo, uma vez que este nível de utilização não é recomendado para sistemas de distribuição. Neste estudo a simulação com carga pesada é utilizada para demonstrar o comportamento do sistema sob condições extremas, com e sem a ativação do sistema de geração distribuída.

Tabela 17 – Tensões nas barras entre alimentador e ponto de conexão da GD - Carga pesada

Barra	Mag: V1(kV)	p.u.
p89	13.66	0.9902
p105	13.54	0.9809
p120	13.5	0.9783
p88	13.62	0.9871
p87	13.62	0.9866
p90	13.6	0.9859
p91	13.6	0.9856
p94	13.59	0.985
p95	13.58	0.9843
p96	13.57	0.9835
p97	13.56	0.9827
p103	13.56	0.9825
p104	13.55	0.9818

Tabela 17 – Tensões nas barras entre alimentador e ponto de conexão da GD - Carga pesada

Barra	Mag: V1(kV)	p.u.
p106	13.53	0.9804
p107	13.52	0.9799
p114	13.52	0.9794
p115	13.51	0.9791
p116	13.51	0.9787
p117	13.5	0.9786
p118	13.5	0.9785
p119	13.5	0.9784

Tabela 18 – Perdas nas linhas entre o alimentador e o ponto de conexão da GD - Carga pesada

Elemento	Perdas (kW)
Line.L1	2,25974
Line.L2	0,38
Line.L3	0,24309
Line.L4	0,06549
Line.L81	0,18006
Line.L82	0,2319
Line.L83	0,22544
Line.L84	0,24316
Line.L90	0,05434
Line.L91	0,21285
Line.L92	0,24308
Line.L93	0,1195
Line.L94	0,13255
Line.L101	0,09407
Line.L102	0,06342
Line.L103	0,0656
Line.L104	0,00259
Line.L105	0,00261
Line.L106	0,00271
Line.L107	0,00241
Perdas totais (kW)	4,82461

Figura 21 – Potência no trecho de entrada - Carga pesada

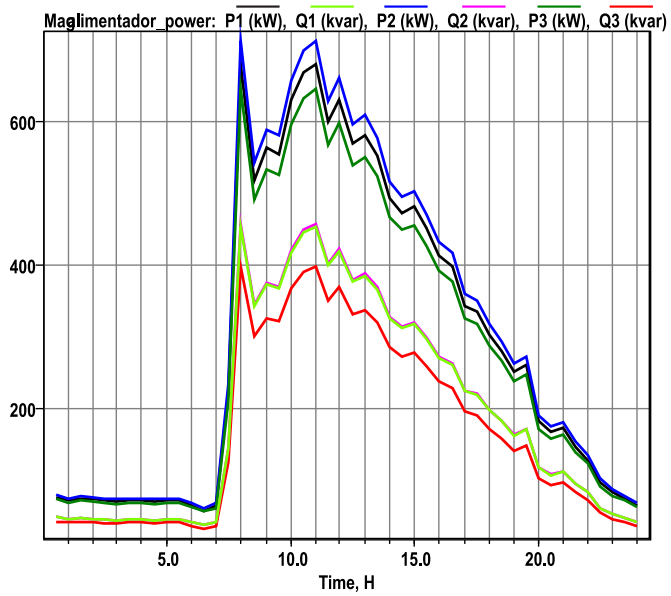
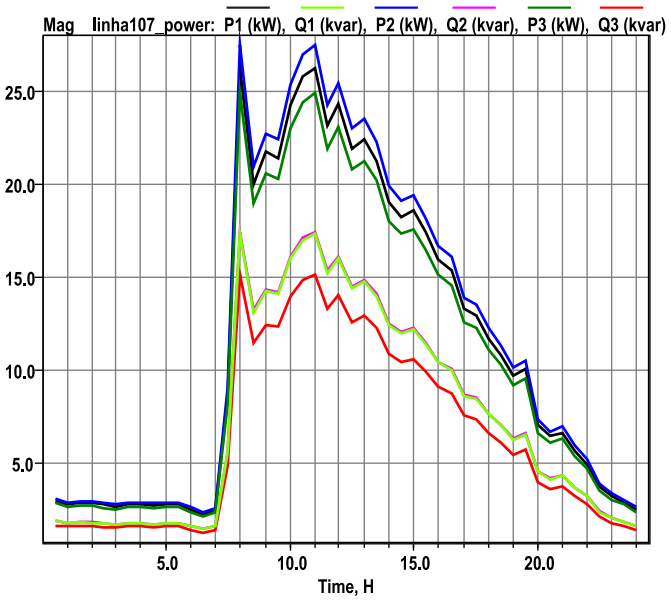


Figura 22 – Potência no trecho de conexão da planta FV - Carga pesada



5.5 Sistema com GD ativa

Para a simulação do sistema de geração fotovoltaico foram utilizados dados generalizados de irradiação solar. A geração real pode variar de acordo com as condições ambientais e uma série de fatores que não seriam possíveis considerar nesta simulação. Para fim de estudo são consideradas condições ideais, potência pico da instalação de 180 kW, temperatura de 25°C e irradiação base de 0,98 kW/m^2. Este valor se configura como uma estimativa conservadora, uma

vez que a irradiação média na região pode chegar a 1,1 kW/m^2 na estação seca e 1,4 kW/m^2 na estação chuvosa (DUARTE et al., 2004).

5.5.1 Carga leve

Novamente é considerado o fator de 60% da potência nominal dos transformadores. Desta vez, porém, é adicionado à simulação o arquivo que representa a planta fotovoltaica proposta. A seguir são apresentados os dados obtidos de potência e tensão, que podem ser comparados com os obtidos anteriormente para mesma suposição de carga.

Tabela 19 – Tensão nas barras entre alimentador e planta FV - Carga leve

Barra	Kv	p.u.
p89	13.72	0.9941
p105	13.65	0.989
p120	13.63	0.9878
p88	13.69	0.9923
p87	13.69	0.9921
p90	13.68	0.9916
p91	13.68	0.9915
p94	13.68	0.9912
p95	13.67	0.9908
p96	13.67	0.9904
p97	13.66	0.9899
p103	13.66	0.9898
p104	13.65	0.9894
p106	13.64	0.9887
p107	13.64	0.9884
p114	13.64	0.9882
p115	13.63	0.988
p116	13.63	0.9878
p117	13.63	0.9878
p118	13.63	0.9878
p119	13.63	0.9878

Tabela 20 – Perdas no trecho entre alimentador e GD planta FV ativa - Carga leve

Elemento	Perdas (kW)
Line.L1	0,76368
Line.L2	0,12842
Line.L3	0,07657

Line.L4	0,02063
Line.L81	0,05655
Line.L82	0,07283
Line.L83	0,0708
Line.L84	0,07637
Line.L90	0,01697
Line.L91	0,06649
Line.L92	0,07593
Line.L93	0,03583
Line.L94	0,03975
Line.L101	0,02681
Line.L102	0,01807
Line.L103	0,01869
Line.L104	0,00047
Line.L105	0,00048
Line.L106	0,00049
Line.L107	0,00044
Perdas totais (kW)	1,56627

Figura 23 – Potência no alimentador com GD - Carga leve

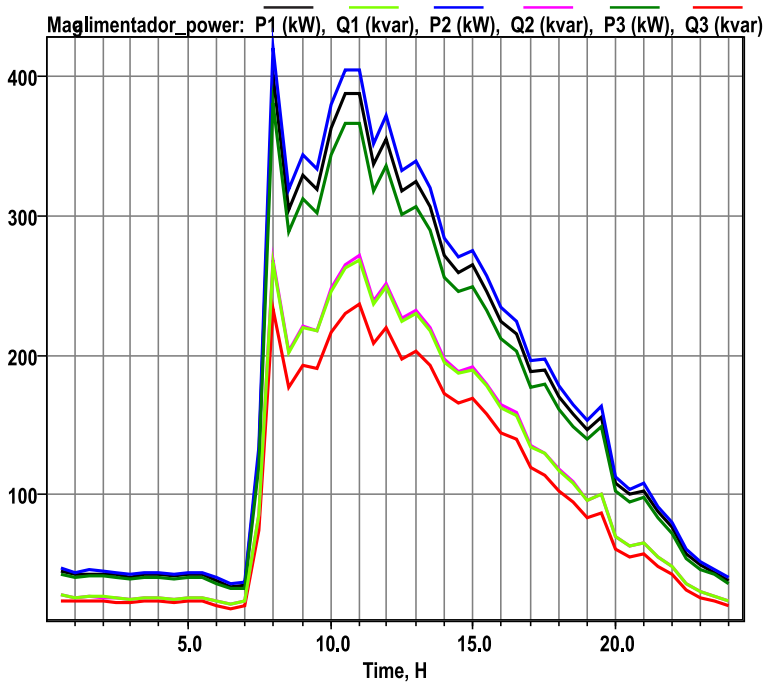
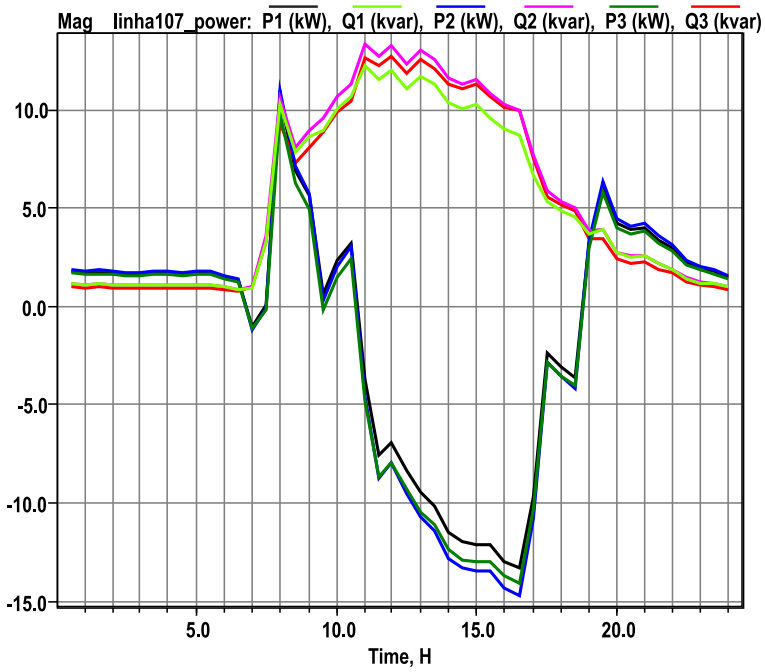


Figura 24 – Potência no trecho de conexão da planta com GD - Carga leve



Pode ser observada uma mudança no sentido do fluxo de potência ativa na linha de conexão da planta fotovoltaica à rede de distribuição, esta mudança é representada pela ultrapassagem das linhas de potência ativa para valores menores que zero, mostrando que a potência se movimenta saindo da planta fotovoltaica para a rede principal de distribuição de energia elétrica. As curvas de potências reativas, por sua vez, se mantêm no comportamento anterior, esta observação pode ser justificada pelo fato de ter sido considerado um fator de potência unitário na geração fotovoltaica.

5.5.2 Carga média

Ativando a planta de geração FV enquanto se considera a carga do sistema como 80% da sua capacidade nominal produz novos dados. Na Tabela 22 são apresentadas as perdas no caso simulado entre o ponto de conexão da geração distribuída e a entrada da rede de distribuição. Na Tabela 23 podem ser verificados os níveis de tensão para as barras do trecho considerado anteriormente. As Figuras 25 e 26 representam o fluxo de potência ativa e reativa na entrada da rede e na linha de conexão da planta fotovoltaica, respectivamente.

Tabela 21 – Perdas com GD ativa e carga média

Elemento	Perdas (kW)
Line.L1	1,38886
Line.L2	0,23356
Line.L3	0,14146
Line.L4	0,03811

Line.L81	0,10454
Line.L82	0,13465
Line.L83	0,13089
Line.L84	0,14118
Line.L90	0,03142
Line.L91	0,12307
Line.L92	0,14054
Line.L93	0,06733
Line.L94	0,07468
Line.L101	0,05109
Line.L102	0,03444
Line.L103	0,03563
Line.L104	0,00079
Line.L105	0,0008
Line.L106	0,00083
Line.L107	0,00074
Perdas totais (kW)	2,87461

Tabela 22 – Tensão nas barras entre o alimentador e a GD ativa - carga média

Barra	Mag: V1	(kV) p.u
p89	13.69	0.9921
p105	13.59	0.9851
p120	13.57	0.9834
p88	13.66	0.9897
p87	13.65	0.9893
p90	13.64	0.9887
p91	13.64	0.9886
p94	13.64	0.9881
p95	13.63	0.9875
p96	13.62	0.987
p97	13.61	0.9864
p103	13.61	0.9862
p104	13.6	0.9857
p106	13.59	0.9847
p107	13.58	0.9843
p114	13.58	0.9839
p115	13.58	0.9837

Tabela 22 – Tensão nas barras entre o alimentador e a GD ativa - carga média

Barra	Mag: V1	(kV) p.u
p116	13.57	0.9834
p117	13.57	0.9834
p118	13.57	0.9834
p119	13.57	0.9834

Figura 25 – Potência no alimentador com GD ativa e carga média

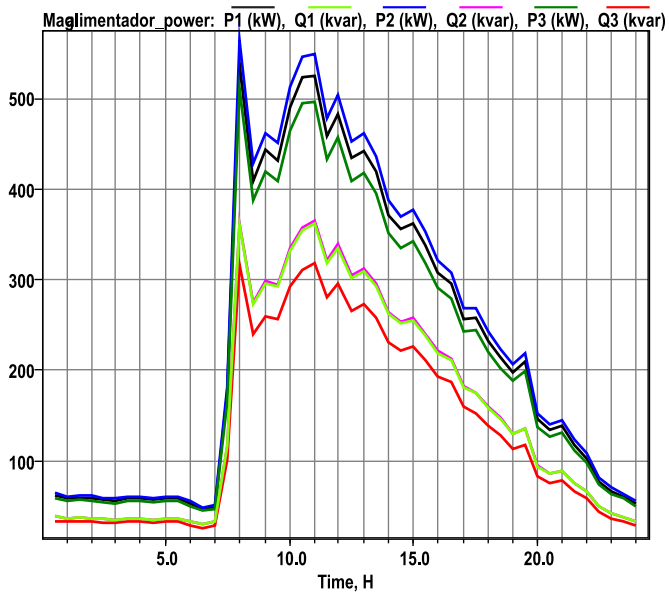
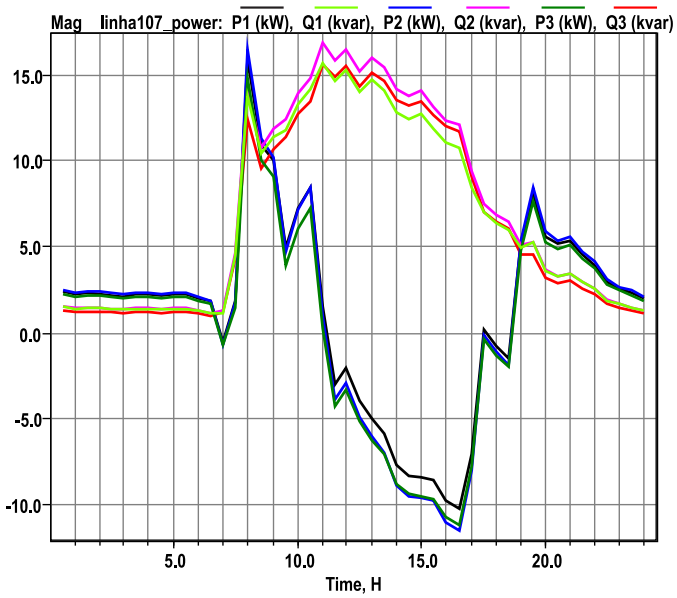


Figura 26 – Potência no trecho de conexão da planta com GD - Carga média



5.5.3 Carga pesada

Novamente é realizada a suposição de caso extremo de carga, para verificar o comportamento do sistema e da planta geradora sob condições de estresse da rede. Com carga de 100% da capacidade nominal da rede em conjunto com a produção local de energia, são obtidos novos dados, e estes são apresentados abaixo.

Tabela 23 – Perdas nas linhas entre alimentador e GD ativa - Carga pesada

Elemento	Perdas (kW)
Line.L1	2,19240
Line.L2	0,36868
Line.L3	0,22591
Line.L4	0,06086
Line.L81	0,16698
Line.L82	0,21507
Line.L83	0,20907
Line.L84	0,22551
Line.L90	0,05021
Line.L91	0,19667
Line.L92	0,22459
Line.L93	0,10882
Line.L94	0,1207
Line.L101	0,08319
Line.L102	0,05608
Line.L103	0,05801
Line.L104	0,00133
Line.L105	0,00135
Line.L106	0,0014
Perdas totais (kW)	4,56683

Tabela 24 – Tensão nas barras com GD ativa e carga pesada

Barra	kV	p.u.
p89	13.66	0.9901
p105	13.54	0.9812
p120	13.51	0.979
p88	13.62	0.9871
p87	13.62	0.9866
p90	13.61	0.9859
p91	13.6	0.9857

Tabela 24 – Tensão nas barras com GD ativa e carga pesada

Barra	kV	p.u.
p94	13.59	0.9851
p95	13.58	0.9844
p96	13.57	0.9837
p97	13.56	0.9829
p103	13.56	0.9827
p104	13.55	0.982
p106	13.53	0.9808
p107	13.53	0.9803
p114	13.52	0.9798
p115	13.52	0.9795
p116	13.51	0.9792
p117	13.51	0.9791
p118	13.51	0.9791
p119	13.51	0.979

Figura 27 – Potência no trecho de entrada com GD ativa e carga pesada

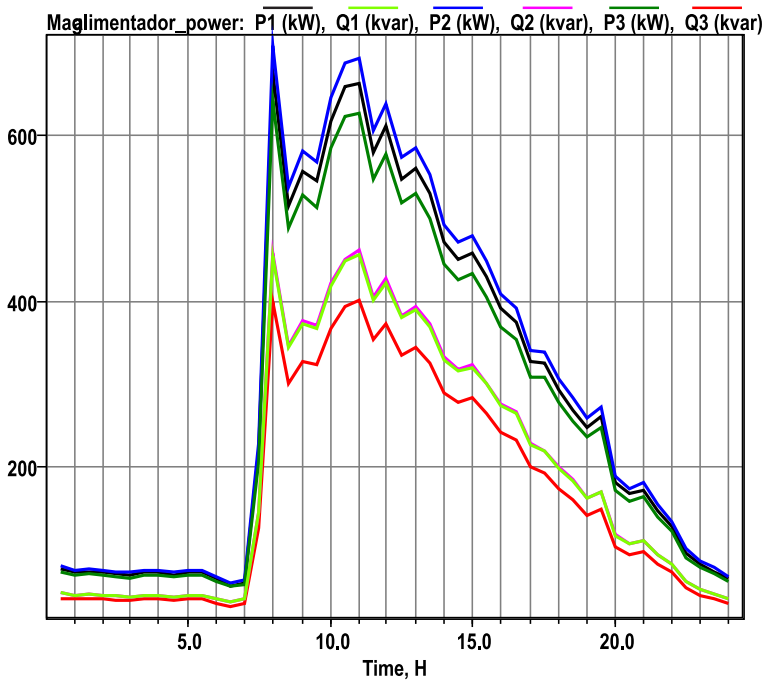
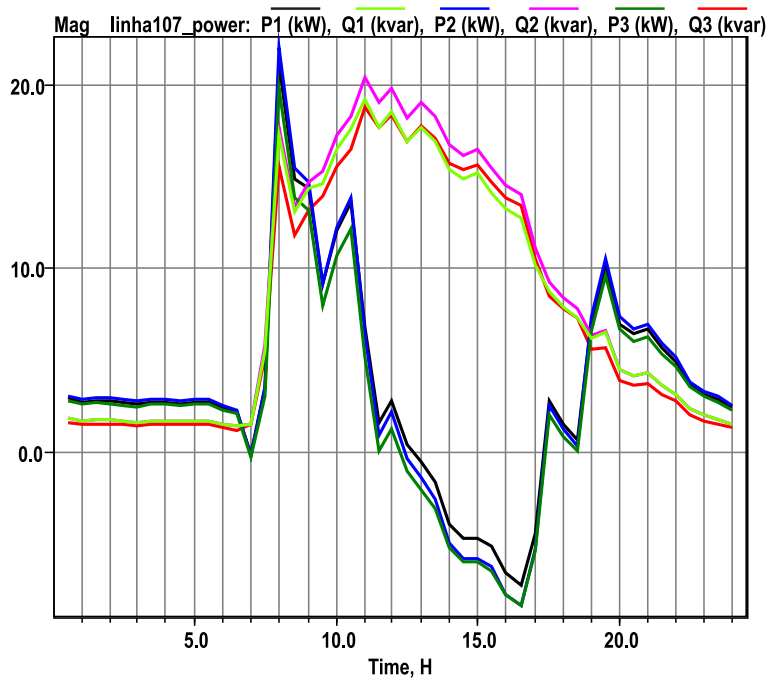


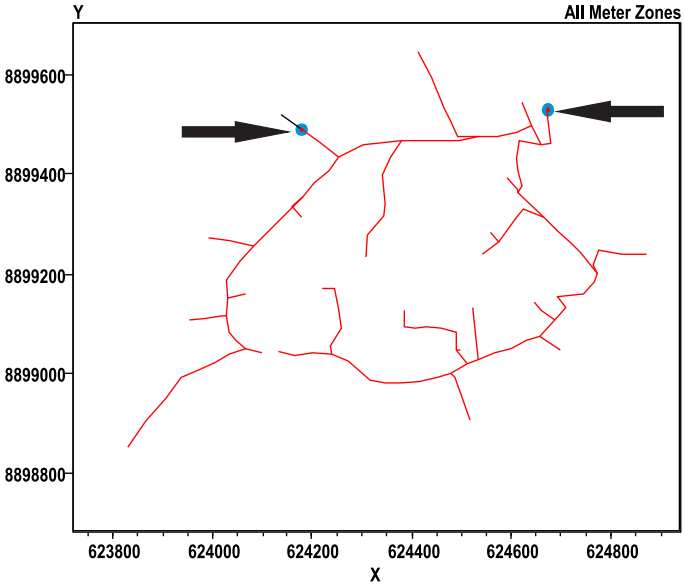
Figura 28 – Potência no trecho de conexão da planta com GD ativa - Carga pesada



5.6 Medições

Além da ferramenta *monitor* outro recurso do OpenDSS que será útil nesta análise é o *Energy Meter*. Declarado da mesma maneira que o *monitor*, este medidor de energia apresenta uma ampla gama de parâmetros de medição ao mesmo tempo. São mais de 40 registradores disponíveis, mas aqui serão utilizados apenas os referentes ao consumo de energia da rede nos casos estudados. Para efeito de avaliação e comparação dos casos são apresentados os valores de *kWh*, *kvarh*, *Max kW* e *Max kVA*. Na Figura 29 são identificados os pontos de instalação dos medidores, localizando-se próximos aos *monitores*, para padronização dos dados obtidos.

Figura 29 – locais de medição



5.6.1 Carga leve

Tabela 25 – Dados de medição em carga leve com GD inativa

	kWh	kvarh	Max kW	Max kVA
Entrada	12612	7930	1224	1450
GD	486	304	47	56

Tabela 26 – Dados de medição em carga leve com GD ativa

	kWh	kvarh	Max kW	Max kVA
Entrada	11487	8249	1195	1426
GD	-636	625	18	126

5.6.2 Carga média

Tabela 27 – Dados de medição em carga média com GD inativa

	kWh	kvarh	Max kW	Max kVA
Entrada	16851	10653	1638	1943
GD	648	407	63	74

Tabela 28 – Dados de medição em carga média com GD ativa

	kWh	kvarh	Max kW	Max kVA
Entrada	15726	10973	1608	1919
GD	-473	730	33	121

5.6.3 Carga pesada

Tabela 29 – Dados de medição em carga pesada com GD inativa

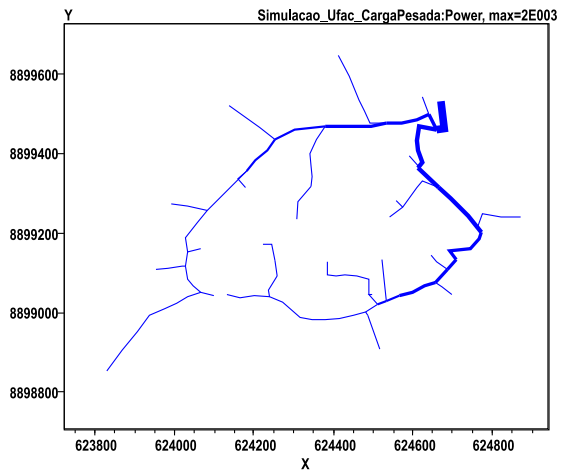
	kWh	kvarh	Max kW	Max kVA
Entrada	21100	13411	2050	2438
GD	810	511	79	93

Tabela 30 – Dados de medição em carga pesada com GD ativa

	kWh	kvarh	Max kW	Max kVA
Entrada	19973	13732	2020	2414
GD	-311	835	49	118

Utilizando a ferramente *plot* é possível visualizar a rede de distribuição e a densidade de fluxo de carga em suas linhas. Esta ferramenta é importante, e bastante útil, para identificar com maior facilidade os trechos onde há maior necessidade de manutenção, ou até mesmo uma possível atualização para suportar a carga alimentada. No caso estudado a corrente atual, mesmo na suposição extrema de 100% de ocupação da capacidade nominal dos transformadores, os trechos com maior densidade de fluxo ainda estão cerca de 40% abaixo do limite de corrente elétrica. A densidade de fluxo de carga na rede de distribuição pode ser observada na Figura 30, produzida na simulação de carga pesada.

Figura 30 – Fluxo de potência com carga pesada



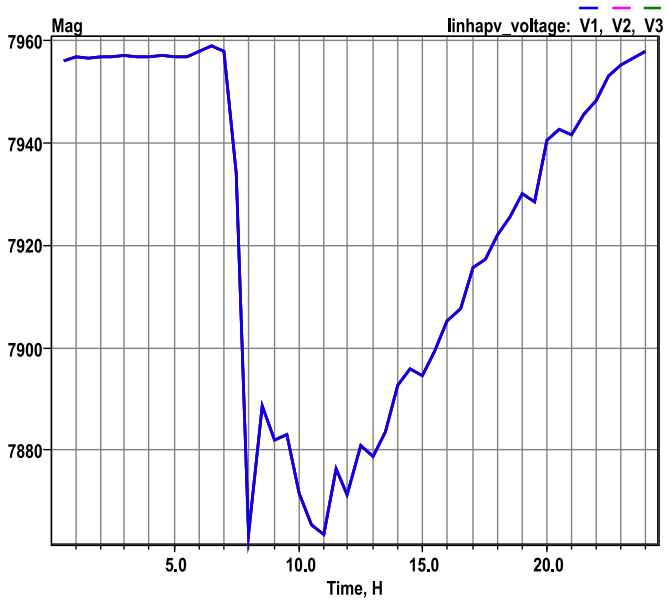
6 Conclusão

O estudo realizado demonstrou que a inserção de sistema de geração distribuída fotovoltaico na rede de distribuição do campus Rio Branco, da Ufac, irá causar pequenas alterações no comportamento da rede. Averiguou-se redução das perdas nas linhas que conectam o alimentador ao local onde será instalada a planta fotovoltaica, quantificada em 0,14942 kW nas condições de carga leve, uma redução percentual de 8,7%. Na simulação considerando carga média foi notada redução absoluta de 0,20337 kW em perdas na linha entre alimentador e ponto de conexão da geração distribuída, equivalente a uma redução de 6,6% do valor base sem geração no local. Para o caso de simulação com carga pesada, ou 100% da capacidade dos transformadores, detectou-se redução de 0,25778 kW nas perdas em linha, ou 5,34% a menos que no caso sem geração fotovoltaica.

A redução das perdas demonstra um dos maiores benefícios da geração distribuída. Quando a produção de energia ocorre de maneira descentralizada as perdas por transmissão e distribuição são reduzidas de maneira significativa. Importante salientar que os valores apresentados se referem apenas ao trecho entre alimentador e ponto de conexão, ou seja, também devem ocorrer reduções nas perdas de menor expressividade nas linhas que ligam o alimentador à subestação abaixadora mais próxima.

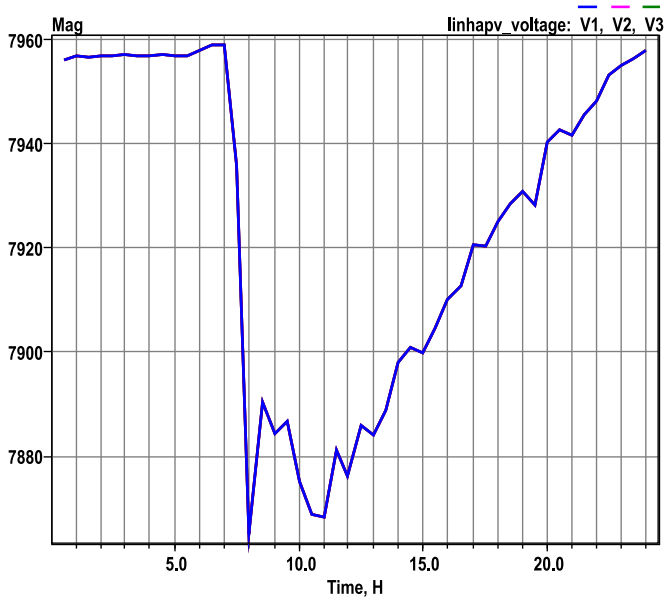
Além das perdas também foram avaliados os perfis de tensão antes e após a inserção da geração distribuída. É esperado que ocorra um afundamento do perfil de tensão nos momentos de maior carga conectada ao sistema, e isso é apresentado de maneira clara quando se observa a Figura 31.

Figura 31 – Perfil de tensão com carga pesada sem ligação de GD



Com a presença de carga pesada o afundamento da tensão no trecho próximo à proposta de geração distribuída é de, aproximadamente, 1,2%. Esta variação na tensão é aceitável, de acordo com as normas vigentes de distribuição. Porém, mesmo não sendo necessária a correção do caso, a inserção do sistema FV ameniza os efeitos do afundamento de tensão, elevando de maneira sutil a tensão no momento de pico de carga, que coincide com o momento pico de geração. O perfil de tensão com a presença da GD pode ser visto na Figura 32.

Figura 32 – Perfil de tensão com carga pesada com ligação de GD



A medição de consumo de energia e a economia gerada pelo sistema fotovoltaico não é o foco deste estudo mas, visto que a implantação de sistema de geração distribuída tem como principal motivação a financeira, aqui são apresentadas também as alterações no consumo de energia elétrica. Observando as Tabelas 26 a 31, é verificada a redução no consumo apresentada na Tabela 32.

Tabela 31 – Redução no consumo após instalação de mini usina FV

	Consumo sem GD (kWh)	Consumo com GD (kWh)	Redução (%)
Carga Pesada	21100	19973	5.34
Carga Média	16851	15726	6.67
Carga Leve	12612	11487	8.92

Com todos os dados apresentados, é visto que a implantação do sistema de geração fotovoltaica no campus Rio Branco da Universidade Federal do Acre será uma intervenção positiva na rede de distribuição de energia elétrica local. Com redução significativa no consumo de energia e melhora no perfil de tensão das barras próximas ao local de geração, além da redução das perdas de energia na rede de distribuição de energia elétrica.

6.1 Proposta de trabalhos futuros

Para trabalhos futuros, é registrado a possibilidade de análise mais aprofundada do caso, realizando estudo da inserção de harmônicos pela usina, e também de métodos para mitigação destes, além de intervenções na própria instalação FV que aumentem sua produtividade, ampliando os benefícios da mesma.

É indicado, também, que seja avaliado o impacto real da geração fotovoltaica aqui proposta, uma vez que esta será instalada, para comparação dos dados e validação dos resultados.

Referências

AMARAL, L. F. et al. Comparação entre métodos de fluxo de carga para redes de distribuição ativas. Universidade Federal do Pará, 2018. Citado na página 30.

ANEEL. *RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 483, DE 17 DE ABRIL DE 2012*. [S.l.], 2012. Citado na página 20.

ANEEL. *RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687, DE 24 DE NOVEMBRO DE 2015*. [S.l.], 2015. Citado na página 21.

ANEEL. Outorgas e registros de geração. 2017. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-/asset_publisher/mJhnKIi7qcJG/content/registro-de-central-geradora-de-capacidade-reduzida/655808?inheritRedirect=false&redirect=http3A2F2Fwww.aneel.gov.br2Foutorgas2Fgeracao3Fp_p_id3D101_INSTANCE_mJhnKIi7qcJG26p_p_lifecycle3D06p_p_state3Dnormal26p_p_mode3Dview26p_p_col_id3Dcolumn-226p_p_col_pos3D126p_p_col_count3D2>. Acesso em: 23 abr. 2019. Citado na página 18.

BEÊ, R. T. Alocação de bancos de capacitores em sistema de distribuição de energia elétrica utilizando algoritmos genéticos. 2007. Citado na página 38.

BENEDITO, R.; MACEDO, W.; ZILLES, R. A produção de eletricidade com sistemas fotovoltaicos conectados à rede: barreira econômica, pontos de conexão e mecanismos de incentivo. In: *II Congresso Brasileiro de Energia Solar*. [S.l.: s.n.], 2008. Citado na página 20.

BENEDITO, R. d. S. *Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2009. Citado na página 20.

BRASIL. Energia solar no brasil: Situação e perspectivas. 2017. Citado na página 20.

CABRAL, I.; VIEIRA, R. Viabilidade econômica x viabilidade ambiental do uso de energia fotovoltaica no caso brasileiro: uma abordagem no período recente. In: *III Congresso Brasileiro de Gestão Ambiental*. [S.l.: s.n.], 2012. v. 19. Citado na página 21.

CID, P. H. S. *Índices de Avaliação das Condições de Estabilidade de Tensão em Sistemas com Controle de Tensão Local, Remoto e Coordenado*. Tese (Doutorado) — Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Rio de Janeiro, PUC-Rio, 2013. Citado na página 25.

CME WIRE AND CABLE. *ACSR Aluminum Conductor Steel Reinforced Bare Overhead Concentric Lay Stranded Conductors ASTM B232*. [S.l.], 2010. Citado na página 48.

COSSI, A. M. Planejamento de redes de distribuição de energia elétrica de média e baixa tensão. Universidade Estadual Paulista (UNESP), 2008. Citado na página 17.

DUARTE, A. F. et al. Valores de insolação, medidos em rio branco-ac, como contribuição para o atlas solarimétrico da amazônia. 2004. Citado na página 58.

DUGAN, R. C. Opendss manual. *Electric Power Research Institute*, 2013. Citado na página 40.

DUGAN, R. C.; MCDERMOTT, T. E. An open source platform for collaborating on smart grid research. In: IEEE. *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. [S.l.], 2011. p. 1–7. Citado na página 31.

DURAN, A. C. et al. Resolução de sistemas não-lineares esparsos: sua aplicação na resolução do problema de fluxo de carga em redes de energia eletrica. [sn], 2009. Citado na página 24.

FREITAS, P. R. R. de. Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software opendss. *Universidade de São Paulo, Graduação em Engenharia Elétrica*, 2015. Citado 4 vezes nas páginas 32, 33, 36 e 37.

GONÇALVES, L. F. Contribuições para o estudo teórico e experimental de sistemas de geração distribuída. 2004. Citado na página 20.

GRAINGER, J. J.; STEVENSON, W. D. *Power system analysis*. [S.l.]: McGraw-Hill New York, 1994. v. 67. Citado na página 23.

GUILHERME, G. M. AnÁlise do perfil de tensÃo para reconfiguraÇÃo e alocaÇÃo de bancos de capacitores na rede de distribuiÇÃo do campus sede da ufac. *Universidade Federal do Acre, Graduação em Engenharia Elétrica*, 2019. Citado 2 vezes nas páginas 44 e 47.

IRENA. Renewable capacity statistics 2018. 2018. Citado na página 17.

JUNIOR, A. B.; MEDEIROS, B. Aplicação de fluxo de potência no nível de subestação a sistemas de potência reais. *Universidade Federal do Paraná. Trabalho de Conclusão de Curso*, 2009. Citado na página 23.

LAW, M. et al. Nanowire dye-sensitized solar cells. *Nature materials*, Nature Publishing Group, v. 4, n. 6, p. 455, 2005. Citado na página 21.

LINARES, L. et al. Improved energy capture in series string photovoltaics via smart distributed power electronics. In: IEEE. *2009 Twenty-Fourth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition*. [S.l.], 2009. p. 904–910. Citado na página 17.

MARQUES, R. C.; EICHKOFF, H. S.; MELLO, A. P. C. de. Analysis of the distribution network reconfiguration using the opendss® software. In: IEEE. *2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE)*. [S.l.], 2018. p. 1–6. Citado na página 31.

MONTICELLI, A. J. *Fluxo de carga em redes de energia elétrica*. [S.l.]: E. Blucher, 1983. Citado 4 vezes nas páginas 23, 24, 25 e 26.

MONTICELLI, A. J.; GARCIA, A. *Introdução a sistemas de energia elétrica*. [S.l.]: Ed Unicamp, 1999. Citado na página 29.

MOTTA, A. M. et al. Channel model with capacity estimation algorithm on primary distribution overhead lines for broadband plc. In: *2017 CHILEAN Conference on Electrical, Electronics Engineering, Information and Communication Technologies (CHILECON)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–6. Citado na página 44.

NASCIMENTO, C. A. D. Princípio de funcionamento da célula fotovoltaica. *Diss. Universidade Federal de Lavras*, 2004. Citado na página 22.

NIE, S. et al. Analysis of the impact of dg on distribution network reconfiguration using opendss. In: IEEE. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*. [S.l.], 2012. p. 1–5. Citado na página 31.

RAMACHANDRAN, V. *Modeling of utility distribution feeder in OpenDSS with steady state impact analysis of distributed generation*. [S.l.]: West Virginia University, 2011. Citado na página 31.

SAADAT, H. et al. *Power system analysis*. [S.l.: s.n.], 1999. Citado na página 23.

SACHINE, M. et al. Métodos de região de confiança para sistemas de equações não-lineares com restrições de caixa. Florianópolis, SC, 2006. Citado na página 24.

SHAYANI, R. A.; OLIVEIRA, M. d.; CAMARGO, I. d. T. Comparação do custo entre energia solar fotovoltaica e fontes convencionais. In: *Congresso Brasileiro de Planejamento Energético (V CBPE). Brasília*. [S.l.: s.n.], 2006. p. 60. Citado na página 21.

SOBRINHO, L. C. de O. *DESENVOLVIMENTOS E PESQUISAS NA TERCEIRA GERAÇÃO DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2016. Citado na página 22.

SOBUE, P. E. Reconfiguração de sistemas de distribuição de energia elétrica para redução de perdas ativas através do algoritmo genético. 2015. Citado na página 24.

SOLAR, G. d. T. de E. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. *CRESCEB, Rio de Janeiro*, 2004. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 22.

STOTT, B.; ALSAC, O. Fast decoupled load flow. *IEEE transactions on power apparatus and systems*, IEEE, n. 3, p. 859–869, 1974. Citado na página 29.

Apêndices

APÊNDICE A – Código para Carga leve

```
Clear


New object=circuit.Simulacao_Ufac_CargaLeve

Edit Vsource.source basekv=69 pu=1.00 MVAsc3=20000000000000 MVAsc1=21000000000000



New Transformer.SubXF Phases=3 Windings=2 Xhl=8
~ wdg=1 bus=sourcebus conn=Delta kv=69   kva=25000   %r=1
~ wdg=2 bus=P89       conn=Delta kv=13.8   kva=25000   %r=1


! Load Transformer
New Transformer.XFM23  Phases=3 Windings=2 Xhl=1.81
~ wdg=1 bus=P1       conn=Delta kv=13.8  kva=75    %LoadLoss=0.4275
~ wdg=2 bus=Carga1       conn=Wye kv=0.38  kva=75

! Load Transformer
New Transformer.XFM22  Phases=3 Windings=2 Xhl=1.81
~ wdg=1 bus=P4       conn=Delta kv=13.8  kva=45    %LoadLoss=0.471
~ wdg=2 bus=Carga2       conn=Wye kv=0.38  kva=45

! Load Transformer
New Transformer.XFM21  Phases=3 Windings=2 Xhl=1.81
~ wdg=1 bus=P7       conn=Delta kv=13.8  kva=225    %LoadLoss=0.3768
~ wdg=2 bus=Carga3       conn=Wye kv=0.38  kva=225

! Load Transformer
New Transformer.XFM20  Phases=3 Windings=2 Xhl=1.81
~ wdg=1 bus=P11       conn=Delta kv=13.8  kva=150    %LoadLoss=0.3514
~ wdg=2 bus=Carga4       conn=Wye kv=0.38  kva=150

! Load Transformer
New Transformer.XFM18  Phases=3 Windings=2 Xhl=1.81
~ wdg=1 bus=P17       conn=Delta kv=13.8  kva=45    %LoadLoss=0.471
~ wdg=2 bus=Carga5       conn=Wye kv=0.38  kva=45

! Load Transformer
New Transformer.XFM19  Phases=3 Windings=2 Xhl=1.81
~ wdg=1 bus=P21       conn=Delta kv=13.8  kva=30    %LoadLoss=0.5434
~ wdg=2 bus=Carga6       conn=Wye kv=0.38  kva=30

! Load Transformer
New Transformer.XFM17  Phases=3 Windings=2 Xhl=1.81
~ wdg=1 bus=P22       conn=Delta kv=13.8  kva=225    %LoadLoss=0.3768
~ wdg=2 bus=Carga7       conn=Wye kv=0.38  kva=225

! Load Transformer
New Transformer.XFM15  Phases=3 Windings=2 Xhl=1.81
~ wdg=1 bus=P28       conn=Delta kv=13.8  kva=150    %LoadLoss=0.3514
~ wdg=2 bus=Carga8       conn=Wye kv=0.38  kva=150

! Load Transformer
New Transformer.XFM14  Phases=3 Windings=2 Xhl=1.81
~ wdg=1 bus=P30       conn=Delta kv=13.8  kva=30    %LoadLoss=0.5434
~ wdg=2 bus=Carga9       conn=Wye kv=0.38  kva=30
```

```
! Load Transformer
New Transformer.XFM13  Phases=3 Windings=2 Xhl=1.81
~ wdg=1 bus=P33       conn=Delta kv=13.8  kva=150    %LoadLoss=0.3514
~ wdg=2 bus=Carga10       conn=Wye kv=0.38  kva=150

! Load Transformer
New Transformer.XFM12  Phases=3 Windings=2 Xhl=1.81
~ wdg=1 bus=P38       conn=Delta kv=13.8  kva=45    %LoadLoss=0.471
~ wdg=2 bus=Carga11       conn=Wye kv=0.38  kva=45

! Load Transformer
New Transformer.XFM9  Phases=3 Windings=2 Xhl=1.81
~ wdg=1 bus=P41       conn=Delta kv=13.8  kva=75    %LoadLoss=0.4275
~ wdg=2 bus=Carga12       conn=Wye kv=0.38  kva=75

! Load Transformer
New Transformer.XFM10  Phases=3 Windings=2 Xhl=1.81
~ wdg=1 bus=P44       conn=Delta kv=13.8  kva=225    %LoadLoss=0.3140
~ wdg=2 bus=Carga13       conn=Wye kv=0.38  kva=225

! Load Transformer
New Transformer.XFM11  Phases=3 Windings=2 Xhl=1.81
~ wdg=1 bus=P47       conn=Delta kv=13.8  kva=75    %LoadLoss=0.4275
~ wdg=2 bus=Carga14       conn=Wye kv=0.38  kva=75

! Load Transformer
New Transformer.XFM8  Phases=3 Windings=2 Xhl=1.81
~ wdg=1 bus=P49       conn=Delta kv=13.8  kva=30    %LoadLoss=0.5434
~ wdg=2 bus=Carga15       conn=Wye kv=0.38  kva=30

! Load Transformer
New Transformer.XFM7  Phases=3 Windings=2 Xhl=1.81
~ wdg=1 bus=P54       conn=Delta kv=13.8  kva=112.5    %LoadLoss=0.3768
~ wdg=2 bus=Carga16       conn=Wye kv=0.38  kva=112.5

! Load Transformer
New Transformer.XFM6  Phases=3 Windings=2 Xhl=1.81
~ wdg=1 bus=P57       conn=Delta kv=13.8  kva=150    %LoadLoss=0.3514
~ wdg=2 bus=Carga17       conn=Wye kv=0.38  kva=150

! Load Transformer
New Transformer.XFM4  Phases=3 Windings=2 Xhl=1.81
~ wdg=1 bus=P63       conn=Delta kv=13.8  kva=75    %LoadLoss=0.4275
~ wdg=2 bus=Carga18       conn=Wye kv=0.38  kva=75

! Load Transformer
New Transformer.XFM5  Phases=3 Windings=2 Xhl=1.81
~ wdg=1 bus=P66       conn=Delta kv=13.8  kva=150    %LoadLoss=0.3514
~ wdg=2 bus=Carga19       conn=Wye kv=0.38  kva=150

! Load Transformer
New Transformer.XFM3  Phases=3 Windings=2 Xhl=1.81
~ wdg=1 bus=P70       conn=Delta kv=13.8  kva=30    %LoadLoss=0.5434
~ wdg=2 bus=Carga20       conn=Wye kv=0.38  kva=30

! Load Transformer
New Transformer.XFM32  Phases=3 Windings=2 Xhl=1.81
```

```
~ wdg=1 bus=P76       conn=Delta kv=13.8  kva=112.5    %LoadLoss=0.3768
~ wdg=2 bus=Carga21       conn=Wye kv=0.38  kva=112.5    %r=0.045

! Load Transformer
New Transformer.XFM100  Phases=3 Windings=2 Xhl=1.81
~ wdg=1 bus=P77       conn=Delta kv=13.8  kva=112.5    %LoadLoss=0.3768
~ wdg=2 bus=Carga22       conn=Wye kv=0.38  kva=112.5    %r=0.045

! Load Transformer
New Transformer.XFM2  Phases=3 Windings=2 Xhl=1.81
~ wdg=1 bus=P80       conn=Delta kv=13.8  kva=75    %LoadLoss=0.4275
~ wdg=2 bus=Carga23       conn=Wye kv=0.38  kva=75

! Load Transformer
New Transformer.XFM1  Phases=3 Windings=2 Xhl=1.81
~ wdg=1 bus=P93       conn=Delta kv=13.8  kva=30    %LoadLoss=0.5434
~ wdg=2 bus=Carga24       conn=Wye kv=0.38  kva=30

! Load Transformer
New Transformer.XFM31  Phases=3 Windings=2 Xhl=1.81
~ wdg=1 bus=P102       conn=Delta kv=13.8  kva=75    %LoadLoss=0.4275
~ wdg=2 bus=Carga25       conn=Wye kv=0.38  kva=75

! Load Transformer
New Transformer.XFM30  Phases=3 Windings=2 Xhl=1.81
~ wdg=1 bus=P105       conn=Delta kv=13.8  kva=45    %LoadLoss=0.471
~ wdg=2 bus=Carga26       conn=Wye kv=0.38  kva=45

! Load Transformer
New Transformer.XFM26  Phases=3 Windings=2 Xhl=1.81
~ wdg=1 bus=P109       conn=Delta kv=13.8  kva=75   %LoadLoss=0.4275
~ wdg=2 bus=Carga27       conn=Wye kv=0.38  kva=75

! Load Transformer
New Transformer.XFM27  Phases=3 Windings=2 Xhl=1.81
~ wdg=1 bus=P113       conn=Delta kv=13.8  kva=150   %LoadLoss=0.3514
~ wdg=2 bus=Carga28       conn=Wye kv=0.38  kva=150

! Load Transformer
New Transformer.XFM25  Phases=3 Windings=2 Xhl=1.81
~ wdg=1 bus=P120       conn=Delta kv=13.8  kva=112.5    %LoadLoss=0.3768
~ wdg=2 bus=Carga29       conn=Wye kv=0.38  kva=112.5

! Load Transformer
New Transformer.XFM24  Phases=3 Windings=2 Xhl=1.81
~ wdg=1 bus=P126       conn=Delta kv=13.8  kva=225    %LoadLoss=0.3768
~ wdg=2 bus=Carga30       conn=Wye kv=0.38  kva=225

! Load Transformer
New Transformer.XFM16  Phases=3 Windings=2 Xhl=1.81
~ wdg=1 bus=P131       conn=Delta kv=13.8  kva=225    %LoadLoss=0.3768
~ wdg=2 bus=Carga31       conn=Wye kv=0.38  kva=225

! Load Transformer
New Transformer.XFM28  Phases=3 Windings=2 Xhl=1.81
~ wdg=1 bus=P133       conn=Delta kv=13.8  kva=150   %LoadLoss=0.3514
~ wdg=2 bus=Carga32       conn=Wye kv=0.38  kva=150
```

```
! Load Transformer
New Transformer.XFM29  Phases=3 Windings=2 Xhl=1.81
~ wdg=1 bus=P134       conn=Delta kv=13.8  kva=150    %LoadLoss=0.3514
~ wdg=2 bus=Carga33       conn=Wye kv=0.38  kva=150

! Load Transformer
New Transformer.XFM_Reitoria  Phases=3 Windings=2 Xhl=1.81
~ wdg=1 bus=P130       conn=Delta kv=13.8  kva=30    %LoadLoss=0.5434
~ wdg=2 bus=Carga34       conn=Wye kv=0.38  kva=30

! Load Transformer
New Transformer.XFM_Reitoria2  Phases=3 Windings=2 Xhl=1.81
~ wdg=1 bus=P130       conn=Delta kv=13.8  kva=300    %LoadLoss=0.2934
~ wdg=2 bus=Carga35       conn=Wye kv=0.38  kva=300



New Linecode.601 nphases=3  Units=km
~ Rmatrix=[0.492288  |0.0592176  0.492288  |0.0592176  0.0592176  0.492288  ]
~ Xmatrix=[0.928567  |0.520843  0.928567  |0.468581  0.520843  0.928567  ]
~ Cmatrix=[8.17135  |-2.57126  8.71899  |-1.46166  -2.57126  8.17135  ]

! Lines
New Line.L1     Phases=3 Bus1=P89  Bus2=P88  LineCode=601  Length=61.31 units=m
New Line.L2     Phases=3 Bus1=P88  Bus2=P87  LineCode=601  Length=10.31 units=m
New Line.L3     Phases=3 Bus1=P87  Bus2=P90  LineCode=601  Length=38.64 units=m
New Line.L4     Phases=3 Bus1=P90  Bus2=P91  LineCode=601  Length=10.41 units=m
New Line.L5     Phases=3 Bus1=P91  Bus2=P92  LineCode=601  Length=38.94 units=m
New Line.L6     Phases=3 Bus1=P92  Bus2=P93  LineCode=601  Length=37.74 units=m
New Line.L7     Phases=3 Bus1=P87  Bus2=P86  LineCode=601  Length=14.58 units=m
New Line.L8     Phases=3 Bus1=P86  Bus2=P85  LineCode=601  Length=40.39 units=m
New Line.L9     Phases=3 Bus1=P85  Bus2=P84  LineCode=601  Length=30.32 units=m
New Line.L10    Phases=3 Bus1=P84  Bus2=P83  LineCode=601  Length=33.87 units=m
New Line.L11    Phases=3 Bus1=P83  Bus2=P82  LineCode=601  Length=25.74 units=m
New Line.L12    Phases=3 Bus1=P82  Bus2=P81  LineCode=601  Length=30.05 units=m
New Line.L13    Phases=3 Bus1=P81  Bus2=P78  LineCode=601  Length=12.32 units=m
New Line.L14    Phases=3 Bus1=P78  Bus2=P79  LineCode=601  Length=32.27 units=m
New Line.L15    Phases=3 Bus1=P79  Bus2=P80  LineCode=601  Length=30.87 units=m
New Line.L16    Phases=3 Bus1=P78  Bus2=P71  LineCode=601  Length=39.41 units=m
New Line.L17    Phases=3 Bus1=P71  Bus2=P72  LineCode=601  Length=16.48 units=m
New Line.L18    Phases=3 Bus1=P72  Bus2=P73  LineCode=601  Length=22.54 units=m
New Line.L19    Phases=3 Bus1=P73  Bus2=P74  LineCode=601  Length=31.50 units=m
New Line.L20    Phases=3 Bus1=P74  Bus2=P75  LineCode=601  Length=33.00 units=m
New Line.L21    Phases=3 Bus1=P75  Bus2=P76  LineCode=601  Length=38.02 units=m
New Line.L22    Phases=3 Bus1=P75  Bus2=P77  LineCode=601  Length=23.63 units=m
New Line.L23    Phases=3 Bus1=P71  Bus2=P70  LineCode=601  Length=35.34 units=m
New Line.L24    Phases=3 Bus1=P70  Bus2=P69  LineCode=601  Length=39.97 units=m
New Line.L25    Phases=3 Bus1=P69  Bus2=P68  LineCode=601  Length=37.53 units=m
New Line.L26    Phases=3 Bus1=P68  Bus2=P67  LineCode=601  Length=24.75 units=m
New Line.L27    Phases=3 Bus1=P67  Bus2=P62  LineCode=601  Length=35.82 units=m
New Line.L28    Phases=3 Bus1=P62  Bus2=P63  LineCode=601  Length=31.45 units=m
New Line.L29    Phases=3 Bus1=P63  Bus2=P64  LineCode=601  Length=47.83 units=m
New Line.L30    Phases=3 Bus1=P64  Bus2=P65  LineCode=601  Length=49.16 units=m
New Line.L31    Phases=3 Bus1=P65  Bus2=P66  LineCode=601  Length=28.96 units=m
New Line.L32    Phases=3 Bus1=P62  Bus2=P61  LineCode=601  Length=19.02 units=m
New Line.L33    Phases=3 Bus1=P61  Bus2=P60  LineCode=601  Length=18.90 units=m
New Line.L34    Phases=3 Bus1=P60  Bus2=P59  LineCode=601  Length=32.28 units=m
New Line.L35    Phases=3 Bus1=P59  Bus2=P58  LineCode=601  Length=46.10 units=m
```

```
New Line.L36    Phases=3 Bus1=P28  Bus2=P129  LineCode=601  Length=37.72 units=m
New Line.L37    Phases=3 Bus1=P58  Bus2=P55  LineCode=601  Length=34.50 units=m
New Line.L38    Phases=3 Bus1=P55  Bus2=P56  LineCode=601  Length=34.48 units=m
New Line.L39    Phases=3 Bus1=P56  Bus2=P57  LineCode=601  Length=22.71 units=m
New Line.L40    Phases=3 Bus1=P55  Bus2=P52  LineCode=601  Length=41.27 units=m
New Line.L41    Phases=3 Bus1=P52  Bus2=P53  LineCode=601  Length=22.97 units=m
New Line.L42    Phases=3 Bus1=P53  Bus2=P54  LineCode=601  Length=28.93 units=m
New Line.L43    Phases=3 Bus1=P52  Bus2=P51  LineCode=601  Length=29.38 units=m
New Line.L44    Phases=3 Bus1=P51  Bus2=P50  LineCode=601  Length=33.25 units=m
New Line.L45    Phases=3 Bus1=P50  Bus2=P49  LineCode=601  Length=36.86 units=m
New Line.L46    Phases=3 Bus1=P49  Bus2=P48  LineCode=601  Length=32.79 units=m
New Line.L47    Phases=3 Bus1=P48  Bus2=P130  LineCode=601  Length=104.53 units=m
New Line.L48    Phases=3 Bus1=P48  Bus2=P39  LineCode=601  Length=25.73 units=m
New Line.L49    Phases=3 Bus1=P39  Bus2=P41  LineCode=601  Length=34.71 units=m
New Line.L50    Phases=3 Bus1=P41  Bus2=P40  LineCode=601  Length=6.68 units=m
New Line.L51    Phases=3 Bus1=P41  Bus2=P42  LineCode=601  Length=36.66 units=m
New Line.L52    Phases=3 Bus1=P42  Bus2=P43  LineCode=601  Length=29.79 units=m
New Line.L53    Phases=3 Bus1=P43  Bus2=P44  LineCode=601  Length=32.90 units=m
New Line.L54    Phases=3 Bus1=P44  Bus2=P45  LineCode=601  Length=23.23 units=m
New Line.L55    Phases=3 Bus1=P45  Bus2=P46  LineCode=601  Length=19.9127823269203 units=m
New Line.L56    Phases=3 Bus1=P46  Bus2=P47  LineCode=601  Length=35.2002400571172 units=m
New Line.L57    Phases=3 Bus1=P39  Bus2=P36  LineCode=601  Length=36.3226238041638 units=m
New Line.L58    Phases=3 Bus1=P36  Bus2=P37  LineCode=601  Length=12.0009374632569 units=m
New Line.L59    Phases=3 Bus1=P36  Bus2=P35  LineCode=601  Length=30.9496768965677 units=m
New Line.L60    Phases=3 Bus1=P35  Bus2=P34  LineCode=601  Length=34.5147287401712 units=m
New Line.L61    Phases=3 Bus1=P34  Bus2=P33  LineCode=601  Length=36.8449128103282 units=m
New Line.L62    Phases=3 Bus1=P33  Bus2=P32  LineCode=601  Length=32.7946123623321 units=m
New Line.L63    Phases=3 Bus1=P32  Bus2=P31  LineCode=601  Length=28.7373763589078 units=m
New Line.L64    Phases=3 Bus1=P31  Bus2=P30  LineCode=601  Length=29.0645213279933 units=m
New Line.L65    Phases=3 Bus1=P30  Bus2=P29  LineCode=601  Length=30.8799222797052 units=m
New Line.L66    Phases=3 Bus1=P29  Bus2=P26  LineCode=601  Length=36.858742518012 units=m
New Line.L67    Phases=3 Bus1=P26  Bus2=P27  LineCode=601  Length=15.8281079087099 units=m
New Line.L68    Phases=3 Bus1=P27  Bus2=P28  LineCode=601  Length=41.8148729524477 units=m
New Line.L69    Phases=3 Bus1=P26  Bus2=P25  LineCode=601  Length=35.8082797688278 units=m
New Line.L70    Phases=3 Bus1=P25  Bus2=P24  LineCode=601  Length=38.414752374581 units=m
New Line.L71    Phases=3 Bus1=P24  Bus2=P23  LineCode=601  Length=32.1324213218049 units=m
New Line.L73    Phases=3 Bus1=P22  Bus2=P14  LineCode=601  Length=32.4479953154163 units=m
New Line.L74    Phases=3 Bus1=P14  Bus2=P15  LineCode=601  Length=33.9506951330257 units=m
New Line.L75    Phases=3 Bus1=P15  Bus2=P16  LineCode=601  Length=33.5186664412323 units=m
New Line.L76    Phases=3 Bus1=P16  Bus2=P17  LineCode=601  Length=32.0803054852007 units=m
New Line.L77    Phases=3 Bus1=P17  Bus2=P18  LineCode=601  Length=42.5985375328757 units=m
New Line.L78    Phases=3 Bus1=P18  Bus2=P19  LineCode=601  Length=52.8121273964017 units=m
New Line.L79    Phases=3 Bus1=P19  Bus2=P20  LineCode=601  Length=58.8032966761852 units=m
New Line.L80    Phases=3 Bus1=P20  Bus2=P21  LineCode=601  Length=65.8141664072263 units=m
New Line.L81    Phases=3 Bus1=P91  Bus2=P94  LineCode=601  Length=30.3044617174391 units=m
New Line.L82    Phases=3 Bus1=P94  Bus2=P95  LineCode=601  Length=39.0302293102844 units=m
New Line.L83    Phases=3 Bus1=P95  Bus2=P96  LineCode=601  Length=37.9410331962168 units=m
New Line.L84    Phases=3 Bus1=P96  Bus2=P97  LineCode=601  Length=40.923472482187 units=m
New Line.L85    Phases=3 Bus1=P97  Bus2=P98  LineCode=601  Length=33.3889817151803 units=m
New Line.L86    Phases=3 Bus1=P98  Bus2=P99  LineCode=601  Length=28.6705772539474 units=m
New Line.L87    Phases=3 Bus1=P99  Bus2=P100  LineCode=601  Length=67.7247465840192 units=m
New Line.L88    Phases=3 Bus1=P100  Bus2=P101  LineCode=601  Length=57.341827665522 units=m
New Line.L89    Phases=3 Bus1=P101  Bus2=P102  LineCode=601  Length=127.652475494525 units=m
New Line.L90    Phases=3 Bus1=P97  Bus2=P103  LineCode=601  Length=10.0889890472509 units=m
New Line.L91    Phases=3 Bus1=P103  Bus2=P104  LineCode=601  Length=39.5161549242429 units=m
New Line.L92    Phases=3 Bus1=P104  Bus2=P105  LineCode=601  Length=45.1262850232007 units=m
New Line.L93    Phases=3 Bus1=P105  Bus2=P106  LineCode=601  Length=30.6256836658309 units=m
New Line.L94    Phases=3 Bus1=P106  Bus2=P107  LineCode=601  Length=33.9687385694398 units=m
```

```
New Line.L95    Phases=3 Bus1=P107  Bus2=P108  LineCode=601  Length=29.4240802735739 units=m
New Line.L96    Phases=3 Bus1=P108  Bus2=P109  LineCode=601  Length=38.7497019350387 units=m
New Line.L97    Phases=3 Bus1=P109  Bus2=P110  LineCode=601  Length=29.5490676668923 units=m
New Line.L98    Phases=3 Bus1=P110  Bus2=P111  LineCode=601  Length=27.5730484353192 units=m
New Line.L99    Phases=3 Bus1=P111  Bus2=P112  LineCode=601  Length=24.2013160793944 units=m
New Line.L100    Phases=3 Bus1=P112  Bus2=P113  LineCode=601  Length=34.0724668907365 units=m
New Line.L101    Phases=3 Bus1=P107  Bus2=P114  LineCode=601  Length=41.9890509538791 units=m
New Line.L102    Phases=3 Bus1=P114  Bus2=P115  LineCode=601  Length=28.3061724718274 units=m
New Line.L103    Phases=3 Bus1=P115  Bus2=P116  LineCode=601  Length=29.2784921058682 units=m
New Line.L104    Phases=3 Bus1=P116  Bus2=P117  LineCode=601  Length=46.823113950287 units=m
New Line.L105    Phases=3 Bus1=P117  Bus2=P118  LineCode=601  Length=47.2140244001538 units=m
New Line.L106    Phases=3 Bus1=P118  Bus2=P119  LineCode=601  Length=49.0100805954493 units=m
New Line.L107    Phases=3 Bus1=P119  Bus2=P120  LineCode=601  Length=43.6445471966817 units=m
New Line.L108    Phases=3 Bus1=P116  Bus2=P122  LineCode=601  Length=34.592045327269 units=m
New Line.L110    Phases=3 Bus1=P122  Bus2=P123  LineCode=601  Length=33.6448064333662 units=m
New Line.L111    Phases=3 Bus1=P123  Bus2=P124  LineCode=601  Length=31.8058563791776 units=m
New Line.L112    Phases=3 Bus1=P124  Bus2=P125  LineCode=601  Length=30.068989009126 units=m
New Line.L113    Phases=3 Bus1=P125  Bus2=P126  LineCode=601  Length=36.9771605181915 units=m
New Line.L114    Phases=3 Bus1=P124  Bus2=P127  LineCode=601  Length=37.0354046829286 units=m
New Line.L115    Phases=3 Bus1=P127  Bus2=P128  LineCode=601  Length=35.8566995138288 units=m
New Line.L116    Phases=3 Bus1=P128  Bus2=P3   LineCode=601  Length=38.1838316558115 units=m
New Line.L117    Phases=3 Bus1=P3     Bus2=P2  LineCode=601  Length=49.8603830706706 units=m
New Line.L118    Phases=3 Bus1=P2     Bus2=P1  LineCode=601  Length=41.3489782221107 units=m
New Line.L119    Phases=3 Bus1=P3     Bus2=P4  LineCode=601  Length=40.2798771108029 units=m
New Line.L120    Phases=3 Bus1=P4     Bus2=P5  LineCode=601  Length=48.2084401319953 units=m
New Line.L121    Phases=3 Bus1=P5     Bus2=P6  LineCode=601  Length=35.3776440716927 units=m
New Line.L122    Phases=3 Bus1=P6     Bus2=P7  LineCode=601  Length=35.1877052391073 units=m
New Line.L123    Phases=3 Bus1=P6     Bus2=P8  LineCode=601  Length=38.3714073239846 units=m
New Line.L124    Phases=3 Bus1=P8     Bus2=P9  LineCode=601  Length=7.24663370125664 units=m
New Line.L125    Phases=3 Bus1=P9     Bus2=P10  LineCode=601  Length=36.8226126176141 units=m
New Line.L126    Phases=3 Bus1=P10   Bus2=P11  LineCode=601  Length=28.3768303375386 units=m
New Line.L127    Phases=3 Bus1=P8     Bus2=P12  LineCode=601  Length=30.7924032827031 units=m
New Line.L128    Phases=3 Bus1=P12   Bus2=P13  LineCode=601  Length=23.2653648162657 units=m
New Line.L129    Phases=3 Bus1=P13   Bus2=P14  LineCode=601  Length=24.0933289516514 units=m
New Line.L130    Phases=3 Bus1=P37   Bus2=P38  LineCode=601  Length=89.4973541507571 units=m
New Line.L131    Phases=3 Bus1=P122  Bus2=P121  LineCode=601  Length=37.39 units=m
New Line.L133    Phases=3 Bus1=P129  Bus2=P132  LineCode=601  Length=43.12 units=m
New Line.L134    Phases=3 Bus1=P132 Bus2=P131  LineCode=601  Length=26.62 units=m
New Line.L135    Phases=3 Bus1=P113  Bus2=P133  LineCode=601  Length=35.57 units=m
New Line.L136    Phases=3 Bus1=P133  Bus2=P134  LineCode=601  Length=45.82 units=m
```

```
New LoadShape.Semana npts=48 interval=0.5
~ mult=(file=LoadShape_Semana.csv)
```

```
New Load.L001      bus1=Carga1 Phases=3 Conn=wye  Model=1 kV= 0.38  kW= 115.641 pf=0.85
daily=Semana

New Load.L002      bus1=Carga2 Phases=3 Conn=wye  Model=1 kV= 0.38  kW= 57.8205 pf=0.85
daily=Semana

New Load.L003      bus1=Carga3 Phases=3 Conn=wye  Model=1 kV= 0.38  kW= 15.4188 pf=0.85
daily=Semana
```

```
New Load.L004      bus1=Carga4 Phases=3 Conn=wye  Model=1 kV= 0.38  kW= 15.4188 pf=0.85
daily=Semana

New Load.L005      bus1=Carga5 Phases=3 Conn=wye  Model=1 kV= 0.38  kW= 15.4188 pf=0.85
daily=Semana

New Load.L006      bus1=Carga6 Phases=3 Conn=wye  Model=1 kV= 0.38  kW= 38.547 pf=0.85
daily=Semana

New Load.L007      bus1=Carga7 Phases=3 Conn=wye  Model=1 kV= 0.38  kW= 77.094 pf=0.85
daily=Semana

New Load.L008      bus1=Carga8 Phases=3 Conn=wye  Model=1 kV= 0.38  kW= 77.094 pf=0.85
daily=Semana

New Load.L009      bus1=Carga9 Phases=3 Conn=wye  Model=1 kV= 0.38  kW= 57.8205 pf=0.85
daily=Semana

New Load.L010      bus1=Carga10 Phases=3 Conn=wye  Model=1 kV= 0.38  kW= 15.4188 pf=0.85
daily=Semana

New Load.L011      bus1=Carga11 Phases=3 Conn=wye  Model=1 kV= 0.38  kW= 38.547 pf=0.85
daily=Semana

New Load.L012      bus1=Carga12 Phases=3 Conn=wye  Model=1 kV= 0.38  kW= 115.641 pf=0.85
daily=Semana

New Load.L013      bus1=Carga13 Phases=3 Conn=wye  Model=1 kV= 0.38  kW= 38.547 pf=0.85
daily=Semana

New Load.L014      bus1=Carga14 Phases=3 Conn=wye  Model=1 kV= 0.38  kW= 23.1282 pf=0.85
daily=Semana

New Load.L015      bus1=Carga15 Phases=3 Conn=wye  Model=1 kV= 0.38  kW= 77.094 pf=0.85
daily=Semana

New Load.L016      bus1=Carga16 Phases=3 Conn=wye  Model=1 kV= 0.38  kW= 15.4188 pf=0.85
daily=Semana

New Load.L017      bus1=Carga17 Phases=3 Conn=wye  Model=1 kV= 0.38  kW= 77.094 pf=0.85
daily=Semana

New Load.L018      bus1=Carga18 Phases=3 Conn=wye  Model=1 kV= 0.38  kW= 115.641 pf=0.85
daily=Semana

New Load.L019      bus1=Carga19 Phases=3 Conn=wye  Model=1 kV= 0.38  kW= 115.641 pf=0.85
daily=Semana

New Load.L020      bus1=Carga20 Phases=3 Conn=wye  Model=1 kV= 0.38  kW= 23.1282 pf=0.85
daily=Semana

New Load.L021      bus1=Carga21 Phases=3 Conn=wye  Model=1 kV= 0.38  kW= 15.4188 pf=0.85
daily=Semana

New Load.L022      bus1=Carga22 Phases=3 Conn=wye  Model=1 kV= 0.38  kW= 77.094 pf=0.85
daily=Semana
```

```
New Load.L023      bus1=Carga23 Phases=3 Conn=wye  Model=1 kV= 0.38  kW= 115.641 pf=0.85
daily=Semana

New Load.L024      bus1=Carga24 Phases=3 Conn=wye  Model=1 kV= 0.38  kW= 23.1282 pf=0.85
daily=Semana

New Load.L025      bus1=Carga25 Phases=3 Conn=wye  Model=1 kV= 0.38  kW= 38.547 pf=0.85
daily=Semana

New Load.L026      bus1=Carga26 Phases=3 Conn=wye  Model=1 kV= 0.38  kW= 115.641 pf=0.85
daily=Semana

New Load.L027      bus1=Carga27 Phases=3 Conn=wye  Model=1 kV= 0.38  kW= 57.8205 pf=0.85
daily=Semana

New Load.L028      bus1=Carga28 Phases=3 Conn=wye  Model=1 kV= 0.38  kW= 38.547 pf=0.85
daily=Semana

New Load.L029      bus1=Carga29 Phases=3 Conn=wye  Model=1 kV= 0.38  kW= 77.094 pf=0.85
daily=Semana

New Load.L030      bus1=Carga30 Phases=3 Conn=wye  Model=1 kV= 0.38  kW= 77.094 pf=0.85
daily=Semana

New Load.L031      bus1=Carga31 Phases=3 Conn=wye  Model=1 kV= 0.38  kW= 0 pf=0.85
daily=Semana

New Load.L032      bus1=Carga32 Phases=3 Conn=wye  Model=1 kV= 0.38  kW= 23.1282 pf=0.85
daily=Semana

New Load.L033      bus1=Carga33 Phases=3 Conn=wye  Model=1 kV= 0.38  kW= 38.547 pf=0.85
daily=Semana

New Load.L034      bus1=Carga34 Phases=3 Conn=wye  Model=1 kV= 0.38  kW= 15.4188 pf=0.85
daily=Semana

New Load.L035      bus1=Carga35 Phases=3 Conn=wye  Model=1 kV= 0.38  kW= 154.188 pf=0.85
daily=Semana



!O COMENTÁRIO ABAIXO DEVE SER RETIRADO PARA REALIZAR A SIMULAÇÃO COM GD
!Redirect pvsystem.dss


New energymeter.GD element=line.L107
New energymeter.entrada element=line.L1

Set VoltageBases = "69,13.8,0.38"
CalcVoltageBases

New monitor.entrada_power element=line.L1 terminal=1 mode=1 ppolar=no
New monitor.entrada_voltage element=line.L1 terminal=1 mode=0
New monitor.linhaPV_power element=line.L107 terminal=1 mode=1 ppolar=no
New monitor.linhaPV_voltage element=line.L107 terminal=1 mode=0
```

```
BusCoords Simulacao_Ufac_BusXY.csv

solve mode=direct
set maxiterations=100


set mode = daily
set stepsize = 0.5h
set number = 48

solve



!show voltages LL Nodes
!show currents residual=y elements
!show powers kva elements
!show taps
!show powers
!show losses
```

APÊNDICE B – Código Sistema FV

```
// P-T curve is per unit of rated Pmpp vs temperature
// This one is for a Pmpp stated at 25 deg
New XYCurve.MyPvsT npts=4  xarray=[0  25  75  100]  yarray=[1.2 1.0 0.8  0.6]

// efficiency curve is per unit eff vs per unit power
New XYCurve.MyEff npts=4  xarray=[.1  .2  .4  1.0]  yarray=[.86  .9  .93  .97]

// per unit irradiance curve (per unit if "irradiance" property)
New Loadshape.MyIrrad npts=24 interval=1
~ mult=[0 0 0 0 0 0 .1 .2 .3  .5  .8  .9  1.0  1.0  .99  .9  .7  .4  .1 0  0  0  0  0]

// 24-hr temp shape curve
New Tshape.MyTemp npts=24 interval=1
~ temp=[25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 35, 40, 45, 50  60 60  55 40  35  30  25 25 25 25 25
25]


New PVSystem.PV phases=3 bus1=trafo_pv kV=0.38  irrad=.98  Pmpp=180 temperature=25
~ PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1  effcurve=Myeff  P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad  TDaily=MyTemp




New Transformer.pv_up  phases=3 xhl=5.750000
~ wdg=1 bus=trafo_pv kV=0.38 kVA=112.5 conn=wye
~ wdg=2 bus=P120 kV=13.8 kVA=25 conn=Delta
```

APÊNDICE C – Código de parâmetros de linha

```
Clear
New Circuit.LineData phases=3 basekv=13.8 bus1=k

Set DefaultBaseFrequency=60


New Wiredata.AWG2_0 GMR=0.0125 DIAM=0.414 RAC=0.132
~ NormAmps=265
~ Runits=kft radunits=in gmrunits=ft

New LineGeometry.AWG2_0_ABC nconds=3 nphases=3
reduce=no
~ cond=1 wire=AWG2_0 x=-0.85 h=10 units=m
~ cond=2 wire=AWG2_0 x=0 h=10 units=m
~ cond=3 wire=AWG2_0 x=0.85 h=10 units=m

New Line.LineExample bus1=K bus2=L
~ Geometry=AWG2_0_ABC
~ Length=1 units=km
~ EarthModel=Carson

solve

show lineconstant freq=60 units=km
```

APÊNDICE D – Parâmetros das linhas da rede de distribuição

Tabela 32 – Parâmetros das linhas

Linha	Poste início	Poste fim	Comprimento
L1	P89	P88	61.31
L2	P88	P87	10.31
L3	P87	P90	38.64
L4	P90	P91	10.41
L5	P91	P92	38.94
L6	P92	P93	37.74
L7	P87	P86	14.58
L8	P86	P85	40.39
L9	P85	P84	30.32
L10	P84	P83	33.87
L11	P83	P82	25.74
L12	P82	P81	30.05
L13	P81	P78	12.32
L14	P78	P79	32.27
L15	P79	P80	30.87
L16	P78	P71	39.41
L17	P71	P72	16.48
L18	P72	P73	22.54
L19	P73	P74	31.50
L20	P74	P75	33.00
L21	P75	P76	38.02
L22	P75	P77	23.63
L23	P71	P70	35.34
L24	P70	P69	39.97
L25	P69	P68	37.53
L26	P68	P67	24.75
L27	P67	P62	35.82
L28	P62	P63	31.45
L29	P63	P64	47.83
L30	P64	P65	49.16

Tabela 32 – Parâmetros das linhas

Linha	Poste início	Poste fim	Comprimento
L31	P65	P66	28.96
L32	P62	P61	19.02
L33	P61	P60	18.90
L34	P60	P59	32.28
L35	P59	P58	46.10
L36	P58	P129	28.52
L37	P58	P55	34.50
L38	P55	P56	34.48
L39	P56	P57	22.71
L40	P55	P52	41.27
L41	P52	P53	22.97
L42	P53	P54	28.93
L43	P52	P51	29.38
L44	P51	P50	33.25
L45	P50	P49	36.86
L46	P49	P48	32.79
L47	P48	P130	104.53
L48	P48	P39	25.73
L49	P39	P41	34.71
L50	P41	P40	6.68
L51	P41	P42	36.66
L52	P42	P43	29.79
L53	P43	P44	32.90
L54	P44	P45	23.24
L55	P45	P46	19.91
L56	P46	P47	35.20
L57	P39	P36	36.32
L58	P36	P37	12.00
L59	P36	P35	30.95
L60	P35	P34	34.51
L61	P34	P33	36.84
L62	P33	P32	32.79
L63	P32	P31	28.74
L64	P31	P30	29.06
L65	P30	P29	30.88
L66	P29	P26	36.86

Tabela 32 – Parâmetros das linhas

Linha	Poste início	Poste fim	Comprimento
L67	P26	P27	15.83
L68	P27	P28	41.81
L69	P26	P25	35.81
L70	P25	P24	38.41
L71	P24	P23	32.13
L72	P23	P22	35.14
L73	P22	P14	32.45
L74	P14	P15	33.95
L75	P15	P16	33.52
L76	P16	P17	32.08
L77	P17	P18	42.60
L78	P18	P19	52.81
L79	P19	P20	58.80
L80	P20	P21	65.81
L81	P91	P94	30.30
L82	P94	P95	39.03
L83	P95	P96	37.94
L84	P96	P97	40.92
L85	P97	P98	33.39
L86	P98	P99	28.67
L87	P99	P100	67.72
L88	P100	P101	57.34
L89	P101	P102	127.65
L90	P97	P103	10.09
L91	P103	P104	39.52
L92	P104	P105	45.13
L93	P105	P106	30.63
L94	P106	P107	33.97
L95	P107	P108	29.42
L96	P108	P109	38.75
L97	P109	P110	29.55
L98	P110	P111	27.57
L99	P111	P112	24.20
L100	P112	P113	34.07
L101	P107	P114	41.99
L102	P114	P115	28.31

Tabela 32 – Parâmetros das linhas

Linha	Poste início	Poste fim	Comprimento
L103	P115	P116	29.28
L104	P116	P117	46.82
L105	P117	P118	47.21
L106	P118	P119	49.01
L107	P119	P120	43.64
L108	P116	P121	34.59
L109	P121	P122	37.09
L110	P122	P123	33.64
L111	P123	P124	31.81
L112	P124	P125	30.07
L113	P125	P126	36.98
L114	P124	P127	37.04
L115	P127	P128	35.86
L116	P128	P3	38.18
L117	P3	P2	49.86
L118	P2	P1	41.35
L119	P3	P4	40.28
L120	P4	P5	48.21
L121	P5	P6	35.38
L122	P6	P7	35.19
L123	P6	P8	38.37
L124	P8	P9	7.25
L125	P9	P10	36.82
L126	P10	P11	28.38
L127	P8	P12	30.79
L128	P12	P13	23.27
L129	P13	P14	24.09
L130	P37	P38	89.50