



TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**MODELAGEM EM OPENDSS E ESTUDO DE
IMPACTO DA IMPLEMENTAÇÃO DA GERAÇÃO
FOTOVOLTAICA NO CAMPUS DARCY RIBEIRO
DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA**

Fábio Vinícius Brito Barbosa

Brasília, dezembro de 2017

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

FACULDADE DE TECNOLOGIA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
Faculdade de Tecnologia

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**MODELAGEM EM OPENSSSE E ESTUDO DE
IMPACTO DA IMPLEMENTAÇÃO DA GERAÇÃO
FOTOVOLTAICA NO CAMPUS DARCY RIBEIRO
DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA**

Fábio Vinícius Brito Barbosa

Relatório submetido como requisito parcial para obtenção
do grau de Engenheiro Eletricista

Banca Examinadora

Prof. Marco Antônio Freitas do Egito Coelho, UnB/
ENE (Orientador)

Prof. Pablo Eduardo Cuervo Franco, UnB/ ENE

Prof. João Manoel Dias Pimenta, UnB/ ENM

Dedico este trabalho a minha doce mãe Rogéria Maria Brito.

Agradecimentos

Quero agradecer a todos que fizeram parte desta jornada e me deram a mão todas as vezes que precisei. Eu jamais teria conseguido sem vocês!

Agradeço aos amigos que estiveram comigo durante todo este período, em especial ao Thiago Cunha de Souza por estar comigo nos melhores e piores momentos.

Agradeço ao meu colega e amigo Juliano Gregório, pela ajuda mútua em nossos projetos.

Agradeço ao meu orientador Marco Antônio, pela maestria na condução deste trabalho e todo o apoio.

Agradeço aos professores Pablo Cuervo e João Pimenta, pela disponibilidade em fazer parte da banca avaliadora do trabalho.

Agradeço a minha família por sempre me apoiarem e me incentivarem, em especial minha querida avó, Antônia de Moura Brito, a quem admiro e tenho o maior amor do mundo.

Agradeço ao meu pai pela admiração e confiança de sempre.

Por fim, um agradecimento mais que especial a minha mãe, Rogéria Maria Brito, por todo seu apoio, paciência, carinho e amor incondicionais! Eu não seria nada sem a senhora...

“Ama-se mais o que se conquista com esforço.”

Benjamin Disrael

Resumo

MODELAGEM EM OPENDSS E ESTUDO DE IMPACTO DA IMPLEMENTAÇÃO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO CAMPUS DARCY RIBEIRO DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

O sistema elétrico sofre um constante aumento em sua demanda com o passar do tempo e assim novas tecnologias de geração surgem como opções sustentáveis de supri-la. A Geração Distribuída Fotovoltaica é uma das alternativas mais simples de serem implementadas e por coincidência, possui uma alta eficiência na região Centro-Oeste do Brasil.

A Universidade de Brasília é um dos maiores consumidores de energia elétrica individuais do Distrito Federal e seria de grande valia que ela gerasse ao menos parte da própria energia elétrica. O trabalho consiste na modelagem, validação e simulação do sistema elétrico do Campus Darcy Ribeiro no software OpenDSS.

As simulações foram feitas no modelo de análise de profundidade e os resultados foram satisfatórios, tendo em vista que o modelo está fiel ao caso real e de acordo com as medições da CEB. Os dados gerados pelo programa mostraram que o Campus possui um sistema elétrico saudável e capaz de receber um arranjo de geração fotovoltaica de até aproximadamente 2000 kVA de potência de pico sem a necessidade de elementos de armazenamento. Para que a universidade gere valores mais altos de energia e supra maior parte de sua demandada o armazenamento se faz necessário para evitar problemas com sobretensão e fluxo reverso de potência.

Abstract

OPENDSS MODELLING AND IMPACT STUDY FOR DISTRIBUTED PHOTOVOLTAIC GENERATION INSTALLATION AT THE DARCY RIBEIRO CAMPUS OF THE UNIVERSITY OF BRASÍLIA

The electric system undergoes a constant raise in its demand as time goes by. Thus, new electric generation technologies come as sustainable options to supply this demand. The Distributed Photovoltaic Generation is one of the most simple and most efficient alternatives to implement at the Center-West region of Brazil.

The University of Brasília is one of the largest individual energy clients of the whole Federal District, and it would be extremely valuable if the Campus could generate at least part of its own consumption. This project consists in the modeling, validation and simulation of the Darcy Ribeiro Campus' electric system with OpenDSS.

The simulations were made as a penetration analysis and the results were as good as the expected. The data generated by the program showed that the Campus has a healthy electric environment and is capable of generating about 2000 kVA peak without the help of a storage array. For the case where the university generates a bigger amount of its own energy requirements, the storage array is needed in order to avoid problems with overvoltages and power back-flow.

Conteúdo

1	Introdução	1
1.1	Motivação e proposta de trabalho	1
1.2	O Sistema Elétrico	1
1.3	Sistemas de distribuição convencionais	3
1.4	Microgrids e geração distribuída GD	3
1.5	Simulação computacional de sistemas elétricos	4
1.6	Dificuldades encontradas	5
1.7	Organização do trabalho	6
2	O software OpenDSS	8
2.1	Breve histórico sobre o OpenDSS	8
2.2	Por quê o OpenDSS	8
2.3	Estrutura do OpenDSS	9
2.4	Elementos básicos	11
2.4.1	Barramentos	11
2.4.2	Terminais	12
2.4.3	Transporte de energia	12
2.4.4	Conversão de energia	13
3	Modelagem do sistema elétrico da UnB	15
3.1	Componentes do sistema elétrico da UnB	17
3.1.1	Fonte de energia	18
3.1.2	Linhas de transmissão	18
3.1.3	Transformadores	20
3.1.4	Capacitores	21

4	Análise de cargas e demandas	22
4.1	Demanda do Campus em 2006	22
4.2	Demanda do Campus em 2017	22
4.3	Projeção da demanda de 2006 até 2017	27
5	Modelagem do sistema fotovoltaico	31
5.1	A geração fotovoltaica	31
5.2	Elemento PVSystem do OpenDSS	32
5.2.1	Potência reativa	33
5.2.2	Perfis de irradiância e temperatura no painel	33
5.2.3	Potência por temperatura no painel e potência por eficiência no inversor	33
5.3	Variáveis de estado	34
5.4	Características ambientais do Distrito Federal	35
5.4.1	Perfil de insolação sobre o arranjo	35
5.4.2	Temperatura média do arranjo de painéis	38
5.5	Cálculo para a potência a ser instalada	38
5.6	Armazenamento e despacho da GDFV	41
6	Programação e instanciação em OpenDSS	43
6.1	Buscoords	44
6.2	Capacitors	45
6.3	Monitors	46
6.4	Loadshapes	46
6.5	Loads	47
6.6	LineGeometry	47
6.7	Lines	48
6.8	Master	48

6.9	Run	49
6.10	Transformers	50
6.11	WireData	51
6.12	PVSystem	52
6.13	Validação do modelo	53
7	Simulações e Resultados	54
7.1	Caso base	56
7.1.1	Dias úteis (Caso Base)	56
7.1.2	Finais de semana e feriados (Caso Base)	61
7.2	25% de profundidade de GDFV	64
7.2.1	Dias úteis (25%)	65
7.2.2	Finais de semana e feriados (25%)	67
7.3	50% de profundidade de GDFV	70
7.3.1	Dias úteis (50%)	70
7.3.2	Finais de semana e feriados (50%)	72
7.4	100% de profundidade de GDFV	74
7.4.1	Dias úteis (100%) sem armazenamento	74
7.4.2	Finais de semana e feriados (100%) sem armazenamento	77
8	Conclusão	81
A	Diagrama Unifilar - 2017 - UnB	84
B	Demandas do Campus (2006/2017)	86
B.1		87
B.2		88
B.3		89

C	Códigos do OpenDSS	90
C.1	Buscoords.DSS	90
C.2	Capacitors.DSS	97
C.3	LineGeometry.DSS	98
C.4	Lines.DSS	99
C.5	Loads.DSS	108
C.6	LoadShapes.DSS	115
C.7	Master.DSS	122
C.8	Monitors.DSS	123
C.9	PVSystem.DSS	123
C.10	Run.DSS	125
C.11	Transformers.DSS	127
C.12	WireData.DSS	136

Lista de Figuras

1	Estrutura Simplificada do OpenDSS	10
2	Barramentos no OpenDSS	11
3	Terminais no OpenDSS	12
4	Terminais no OpenDSS	13
5	Terminais no OpenDSS	14
6	Mapa da Gleba A do Campus Darcy Ribeiro - UnB (UNB, 2017). . .	15
7	CAD do Campus Darcy Ribeiro - UnB (CAPLAN, 2017).	17
8	Gráfico da memória de massa do consumo da UnB em agosto de 2017.	23
9	Gráfico da memória de massa do consumo da UnB em setembro de 2017.	23
10	Gráfico da memória de massa do consumo da UnB em outubro de 2017.	24
11	Média das medições por hora.	24
12	Semana típica por hora em kW.	25
13	Dias úteis típicos por hora em kW.	26
14	Dias de final de semana típicos por hora em kW.	26

15	Memória de Massa do Medidor Geral 2006 versus 2017 em dias úteis.	28
16	Memória de Massa do Medidor Geral em dias de fim de semana tpicos de 2017.	28
17	Esquemático do Modelo do Elemento PVSystem.	32
18	Gráfico da eficiência pela potência.	34
19	Gráfico da irradiância no Distrito Federal em agosto de 2015.	36
20	Gráfico da irradiância no Distrito Federal em setembro de 2015.	36
21	Gráfico da irradiância no Distrito Federal em outubro de 2015.	37
22	Gráfico da irradiância média por hora no Distrito Federal.	37
23	Perfil de carga no medidor geral do Campus num dia útil.	57
24	Fluxo de potência nas linhas de transmissão do Campus.	58
25	Concetração de perdas nas linhas de transmissão do Campus.	59
26	Perfil de tensão ao longo das linhas de transmissão do Campus em dias úteis.	60
27	Perfil de carga no medidor geral do Campus no final de semana.	62
28	Perfil de tensão ao longo das linhas de transmissão do Campus em dias de fim de semana.	63
29	Perfil de carga no medidor geral do Campus num dia útil com 25% de profundidade de GDFV.	65

30	Perfil de tensão ao longo das linhas de transmissão do Campus em dias úteis com 25% de profundidade.	66
31	Perfil de carga no medidor geral do Campus num dia de final de semana com 25% de profundidade de GDFV.	68
32	Perfil de tensão ao longo das linhas de transmissão do Campus em dias de fim de semana com 25% de profundidade.	69
33	Perfil de carga no medidor geral do Campus num dia útil com 50% de profundidade de GDFV.	70
34	Perfil de tensão ao longo das linhas de transmissão do Campus em dias úteis com 50% de profundidade.	71
35	Perfil de carga no medidor geral do Campus num dia de final de semana com 50% de profundidade de GDFV.	72
36	Perfil de tensão ao longo das linhas de transmissão do Campus em dias de fim de semana com 50% de profundidade.	73
37	Perfil de carga no medidor geral do Campus num dia útil com 100% de profundidade de GDFV.	75
38	Perfil de tensão ao longo das linhas de transmissão do Campus em dias úteis com 100% de profundidade.	76
39	Perfil de carga no medidor geral do Campus num dia de final de semana com 100% de profundidade de GDFV.	77
40	Perfil de tensão ao longo das linhas de transmissão do Campus em dias de fim de semana com 100% de profundidade.	78

Lista de Tabelas

1	Sumário dos equipamentos do sistema elétrico do Campus.	18
2	Características dos cabos das linhas de transmissão do Campus. . .	19
3	Características das geometrias das linhas de transmissão do Campus.	20
4	Transformadores de tensão do Campus.	21
5	Transformadores de tensão do Campus.	21
6	Resumo da potência para o caso base em dias úteis.	61
7	Resumo da potência para o caso base em dias de fim de semana. . .	64
8	Resumo da potência para 25% de profundidade em dias úteis. . . .	67
9	Resumo da potência para 25% de profundidade em dias de fim de semana.	69
10	Resumo da potência para 50% de profundidade em dias úteis. . . .	72
11	Resumo da potência para 50% de profundidade em dias de fim de semana.	74
12	Resumo da potência para 100% de profundidade em dias úteis. . . .	76
13	Resumo da potência para 100% de profundidade em dias de fim de semana.	78
14	Resumo de todas as simulações.	79

Glossário

ADA Automação Avançada de Distribuição

AMI Medição Inteligente

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica

COM Component Object Model

CDT Centro de Desenvolvimento Tecnológico

CEB Companhia Energética de Brasília

CESPE Centro de Seleções e Promoção de Eventos

COM Component Object Model

CPD Centro de Processamento de Dados

DLL Dynamic-link Library

DSS Distribution System Simulator

EPE Empresa de pesquisa Energética

EPRI Electric Power Research Institute

GD Geração Distribuída

GDFV Geração Distribuída Fotovoltaica

GMR Raio Médio Geométrico

ICC Instituto Central de Ciências

MS MicroSoft

NREL National Renewable Energy Laboratory

REUNI Reestruturação e Expansão das Universidades Federais

UnB Universidade de Brasília

VBA Visual Basic for Application

1 Introdução

1.1 Motivação e proposta de trabalho

Este trabalho foi desenvolvido no intuito de modelar, simular e analisar o sistema elétrico da Universidade de Brasília - Campus Darcy Ribeiro, a fim de produzir um modelo computacional confiável e que possa ser utilizado para, de fato, estudar e viabilizar modernizações no sistema elétrico da universidade tais como a instalação de Geração Distribuída Fotovoltaica.

O objetivo maior para o estudo realizado é o incentivo por um mundo melhor e mais sustentável, começando pela participação da Universidade de Brasília, que pode se tornar um das precursoras da revolução das fontes de energias renováveis. Outro ponto positivo é a redução drástica nos gastos mensais com energia elétrica da universidade.

Neste trabalho o enfoque é o estudo dos impactos tanto positivos quanto negativos da instalação de GDFV no Campus. Tanto a diminuição do consumo de energia advinda da rede quanto a sobrecarga e sobretensão do sistema interno da universidade estão em foco.

1.2 O Sistema Elétrico

Os sistemas elétricos foram concebidos para propiciarem um negócio rentável e garantir atendimento aos consumidores de forma confiável (RADATZ, 2015). Contudo, para alcançar esses objetivos, os sistemas elétricos sofrem constantes mudanças que não dependem apenas de aspectos técnicos e científicos mas também

de aspectos econômicos, sociais, políticos e ambientais. Na década de 1990, o governo brasileiro implementou a reestruturação organizacional do setor elétrico, que se baseava na privatização de empresas e da atração de capital privado visando o melhor atendimento dos consumidores e a segura expansão do setor. Além dessa medida, o governo, visando um mercado mais competitivo, realizou a desverticalização das empresas de energia elétrica e a criação de empresas com funções e responsabilidades específicas de geração, transmissão e distribuição.. Nesse novo cenário, foi essencial a criação do órgão regulador, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), para o estabelecimento de novas regras com o propósito de garantir a qualidade da energia entregue aos consumidores, a eficiência dos sistemas e a redução de custos, conforme a referência (ANEEL, 2010).

Com o aumento da demanda por energia elétrica vinculado com a necessidade de atender tanto os níveis mínimos de qualidade estabelecidos pela ANEEL quanto as restrições ambientais, surge a necessidade de mudanças na estrutura vertical do sistema elétrico atual. Esse último é configurado por grandes centros de geração de energia elétrica, em geral, distantes dos centros de consumo, forçando assim, a existência de um sistema de transmissão que transporte esses grandes blocos de energia aos sistemas de distribuição responsáveis por entregar essa energia aos consumidores finais. Uma forma de alterar essa estrutura vertical é a modernização dos sistemas de distribuição, tornando-os capazes de conter geração de energia elétrica, em especial, oriunda de fontes renováveis. Essa solução gera benefícios, como a diversificação da matriz energética nacional, aumento da confiabilidade da entrega da energia aos consumidores finais, redução das perdas técnicas, dentre outros.

1.3 Sistemas de distribuição convencionais

As redes aéreas de distribuição, que representam a maior parte no país, apresentam característica radiais e operam com objetivo de entregar energia elétrica recebida da transmissão para o usuário final, respeitando um nível mínimo de confiabilidade, eficiência do sistema e qualidade da energia. Para atender a essas exigências mínimas impostas pela ANEEL, a rede de distribuição vem sendo aparelhada com sensores, chaves, religadores manuais ou automáticos, banco de capacitores e transformadores com mudança de Tap (reguladores), dentre outros. Esses equipamentos possibilitam o controle e a automação da rede. Alguns deles podem ser controlados por um Centro de Controle via telecomando e, outros, apresentam apenas um controle local ou manual. A modernização da tradicional rede de distribuição pode ser implementada com a utilização de Automação Avançada de Distribuição (ADA), Medição Inteligente (AMI) e a adoção de GD utilizando energia proveniente de fontes renováveis, sobre uma estrutura de telecomunicação e tecnologia da informação, o que caracteriza as redes elétricas inteligentes Smart Grids, segundo a referência (KAGAN et al., 2013).

1.4 Microgrids e geração distribuída GD

Com o aumento da demanda por energia elétrica, aliada com a dificuldade de construir grandes empreendimentos para a sua geração torna necessária a modificação da estrutura do Sistema Elétrico atual, sendo a inclusão de GD na rede de distribuição fundamental para essa mudança. A GD consiste na produção independente de energia elétrica em todos os níveis de tensão e, em especial, no nível de tensão de distribuição. Além disso, há ainda a possibilidade de o consumidor também produzir energia, mudando seu perfil de consumo e atuando como

prosumidor. Nesse contexto, a adoção de GD possui os seguintes benefícios: reduzir as perdas técnicas e os impactos ambientais, aumentar a eficiência energética, melhorar no controle do nível de tensão e no suporte de reativos.

1.5 Simulação computacional de sistemas elétricos

A inclusão de GD e de novos equipamentos configura um novo cenário para as redes elétricas de distribuição de energia que atualmente apresentam características radiais. Nesse novo cenário é essencial utilizar softwares capazes de realizar os cálculos elétricos e modelar esses novos elementos, com o objetivo de realizar simulações ao longo de um período de estudo e, então, poder prever o comportamento das redes de distribuição com os novos equipamentos. Dessa forma, é possível realizar estudos relacionados com os seguintes tópicos:

- Planejamento de expansão;
- Planejamento de operação;
- Automação;
- Otimização do sistema;
- Estimativa da máxima capacidade de geração distribuída.

Para alcançar este objetivo, se fez necessário conseguir as plantas do sistema elétrico da UnB completas junto às contas de energia de cada entrada do Campus.

Com este material em mãos, pode-se preparar um modelo realmente utilizável para um estudo fiel ao caso real, entretanto, por se tratarem de documentos oficiais e com certo nível de confidencialidade, há uma grande dificuldade para consegui-los e esta foi a maior dificuldade na primeira parte do trabalho.

1.6 Dificuldades encontradas

O trabalho, por se tratar da modelagem de um circuito real, precisa de dados complexos, atualizados e acessíveis do sistema elétrico a ser modelado. No caso da Universidade de Brasília, a falta de dados de qualidade e o acesso muito limitados a estes pouco dados catalogados, tornou o trabalho muito complicado. Nem mesmo a CEB possui qualquer dado sobre a derivação do alimentador que fornece energia para o Campus. Isto fez com que o trabalho começasse do zero e a aquisição de dados tomasse grande parte do tempo disponível para seu desenvolvimento.

Durante toda a primeira metade do período de trabalho precisou-se coletar dados reais do sistema das mais diferentes fontes dentro na universidade. Ao final de tudo, conseguiu-se os seguintes dados:

- Mapa do Campus Darcy Ribeiro em AutoCAD;
- Unifilar da Gleba A no ano de 2003;
- Plano de atualizações de algumas instalações e
- Algumas informações e correções do unifilar antigo por parte do antigo prefeito da universidade.

Com o auxílio do Google Maps, descobriu-se novas linhas de transmissão e transformadores referentes a novas instalações do Campus, tais como os novos blocos de salas de aulas BSA-Sul e BSA-Norte.

Por fim, a maioria dos dados conseguidos estavam ou muito desatualizados ou incompletos, precisou-se então fazer um reconhecimento de campo e um esforço para correlacionar os dados fornecidos pela universidade com os coletados no reconhecimento.

Associando-se todos os dados coletados, formulou-se o modelo que será explicado e utilizado para as análises que seguem.

1.7 Organização do trabalho

Este trabalho está subdividido em 8 capítulos e 3 apêndices, sendo eles:

No Capítulo 1 dado um breve panorama do sistema elétrico brasileiro, que vem passando por reestruturações significativas e de onde surgem as motivações, preocupações e necessidades de estudos de viabilidade como este.

O Capítulo 2 é dedicado a apresentação das principais características do software OpenDSS com um breve histórico, síntese da estrutura de processamento e a importância deste software para este trabalho. Por fim, mostra-se um pouco da estrutura de modelagem para cada tipo de elemento empregado no software.

O Capítulo 3 faz um resumo de todos os elementos do sistema de distribuição de energia do Campus que foram levados em consideração nas simulações.

O Capítulo 4 traz a análise das demandas por prédio do Campus, mostrando a metodologia utilizada para adequar os dados retirados das referências ao panorama atual.

O Capítulo 5 dá detalhes sobre como funciona o elemento PVSystem do OpenDSS e em seguida mostra como foi dimensionada a potência máxima a ser instalada no telhado do Instituto Central de Ciências.

O Capítulo 6 mostra como foi feita a programação em OpenDSS com exemplos retirados dos códigos criados.

O Capítulo 7 traz todos os resultados das simulações realizadas, evidenciando os pontos mais importantes como consumo em kWh, máxima demanda em kW, perdas etc.

O Capítulo 8 conclui o trabalho, trazendo os resultados de forma direta e recomendações para trabalhos futuros acerca do tema tratado.

Os apêndices trazemos dados mais extensos que foram utilizados nas análises e modelagens. O primeiro apêndice é o novo diagrama unifilar da universidade, criado a partir de dados antigos, aproximações e estimativas. O segundo traz os dados de demanda em 2006 e em 2017 para cada prédio da universidade. Por fim, o último apêndice traz todos os códigos em criados em OpenDSS para a realização das análises.

2 O software OpenDSS

2.1 Breve histórico sobre o OpenDSS

O desenvolvimento do Distribution System Simulator (DSS) iniciou-se em 1997 na Electrotek Concepts, Inc. por Roger Dugan e Thomas McDemontt. As principais finalidades do software naquele momento consistiam em dar apoio às análises de redes com a presença de GD, ser uma ferramenta flexível capaz de realizar análises que outras ferramentas não realizavam e ter um desenvolvimento constante com o objetivo de criar soluções para novos desafios relativos aos sistemas de distribuição. Em 2004, o DSS foi comprado pelo EPRI e, em 2008, o EPRI apresentou sob licença de código aberto o chamado software OpenDSS, a fim de contribuir para o desenvolvimento da área de Smart Grids.

2.2 Por quê o OpenDSS

O OpenDSS (Open Distribution System Simulator) é um simulador de código aberto para concessionárias de energia elétrica. É um programa que pode ser implementado tanto como um executável simples quanto como um COM server DLL para que possa ser controlado por outros softwares como o MatLab.

O programa suporta praticamente todos os tipos de análise de regime permanente necessários para planejamento e análise de sistemas de distribuição de potência. Entre suas várias utilidades, pode-se simular plantas eólicas, nucleares, armazenamento energético, automação de sistemas e também sistemas fotovoltaicos, que são o interesse deste trabalho.

Este software foi escolhido por sua versatilidade e também por ser um software gratuito que não precisa de grande capacidade computacional para rodar. Com ele, espera-se conseguir modelar e caracterizar, com o maior nível de fidelidade possível, o sistema elétrico do Campus e então fazer-se o estudo de impacto da instalação de painéis fotovoltaicos nos prédios.

2.3 Estrutura do OpenDSS

O software OpenDSS é um programa baseado em linhas de comandos e, em geral, é configurado como apresentado na Figura 1. O software é construído em Delphi, que apesar de ser uma plataforma em desuso, traz algumas vantagens tais como:

- Um compilador rápido. Um circuito típico com 60,000+ linhas de código leva apenas cerca de 10 a 15 segundos para compilar. Recompilações são ainda mais rápidas, permitindo ciclos rápidos de depuração e teste;
- O programa todo se resume a um executável relativamente compacto;
- Escrever interfaces COM e DLLs são atividades relativamente simples para programadores;
- A estrutura da linguagem Pascal gera uma disciplina que ajuda na redução da introdução erros de código.

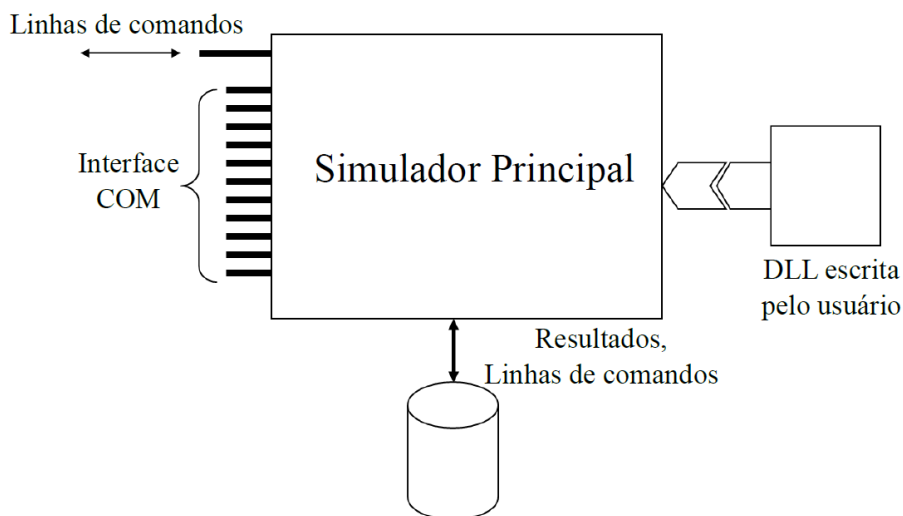


Figura 1: Estrutura Simplificada do OpenDSS

As linhas de comandos, que definem os circuitos, podem ser oriundas do usuário, de um arquivo de texto fixo ou de programas externos. Os usuários podem definir os circuitos utilizando as linhas de comandos diretamente no executável autônomo ou os importando de um arquivo texto fixo. O programa disponibiliza a interface Component Object Model (COM) da Microsoft (MS), permitindo que programadores possam desenvolver e executar novas soluções customizadas através de programas externos. A partir dessa interface o programa pode ser acionado de forma totalmente independente de qualquer banco de dados ou arquivo de texto fixo que defina um circuito. O software OpenDSS pode ser controlado por programas implementados em Python, MATrix LABoratory (MATLAB), dentre outros e, também, por ferramentas do MicroSoft Office, em destaque o Visual Basic for Applications (VBA). Outra característica versátil do OpenDSS é permitir que desenvolvedores de software, visando customizar o programa para solucionar algo muito específico, criem suas próprias DLL.

As maiores desvantagens do OpenDSS são relacionadas ao difícil aprendizado devido a falta de uma interface gráfica e documentação ostensiva. Outro ponto que pode ser considerado uma desvantagem é a incapacidade de realizar estudos transitórios em sistemas elétricos de potência, entretanto, esta não é a funcionalidade objetivo do Software.

2.4 Elementos básicos

O OpenDSS traz 4 modelos básicos de elementos do sistema elétrico e esta seção traz um breve resumo sobre cada uma delas.

2.4.1 Barramentos

Um barramento é um elemento do circuito que tem $[1...N]$ nós onde todos os outros elementos do circuito se conectam. Na maioria dos programas de análise de fluxo de potência, barras e nós são considerados sinônimos, já no OpenDSS eles são estritamente diferenciados. O barramento contém os nós e os elementos se conectam aos nós.

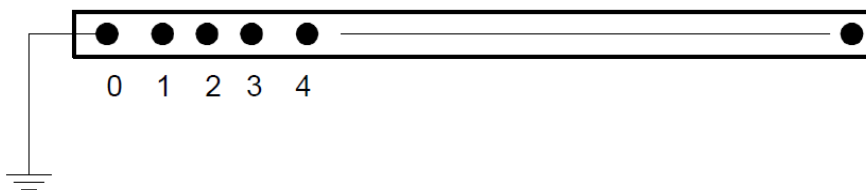


Figura 2: Barramentos no OpenDSS

2.4.2 Terminais

Cada elemento de um sistema elétrico possui pelo menos 1 terminal e cada terminal possui um ou mais condutores. Cada condutor é numerado da forma [1,2,3,...].

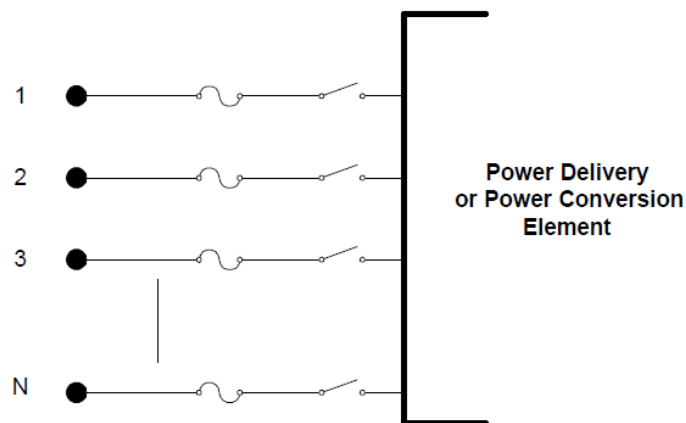


Figura 3: Terminais no OpenDSS

2.4.3 Transporte de energia

Elementos de transporte de energia normalmente consistem de dois ou mais terminais. Sua função básica é levar energia de um ponto a outro. Nos sistemas de potência, os elementos de transporte mais comuns são linhas e transformadores, assim, geralmente eles possuem mais de um terminal (capacitores e reatores podem ser um excesso quando conectados em paralelo em vez de série). Elementos de transporte de potência na maioria dos casos podem ser completamente definidos em regime permanente RMS pelas suas impedâncias, podendo assim ser representados pela matriz Y primitiva (Y_{prim}).

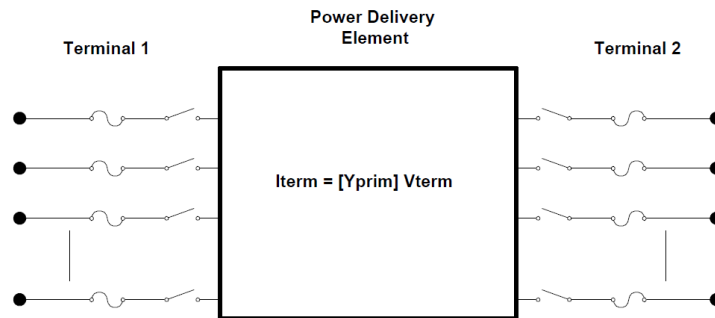


Figura 4: Terminais no OpenDSS

2.4.4 Conversão de energia

Elementos de conversão de potência convertem potência elétrica em algum outro tipo e vice versa. Alguns podem armazenar energia temporariamente e então devolvê-la, como é o caso de elementos reativos. A maioria deles possui apenas uma conexão ao sistema de potência, assim, apenas um terminal multifásico. A descrição de efeitos mecânicos e térmicos estão contidos no modelo de “caixa preta”, ou seja, podem ser modelados como uma simples impedância ou uma sequência de equações diferenciais que descrevem a corrente injetada no sistema na forma:

$$I_{term}(t) = F(V_{term}, [Estado], t) \quad (1)$$

A função F varia de acordo com o tipo de simulação sendo feita.

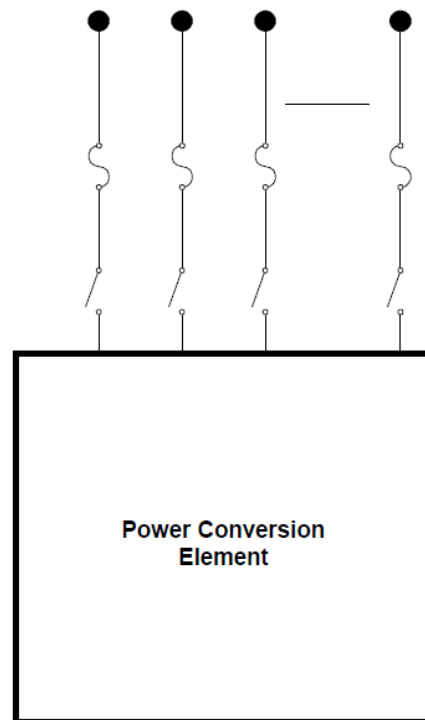


Figura 5: Terminais no OpenDSS

Geradores, fontes e cargas se encaixam nesta categoria. Os demais elementos como medidores de energia e monitores são apenas alegorias computacionais que agregam valores das simulações. Com estes elementos todos definidos matematicamente e seu alto nível de detalhamento pode-se realizar simulações extremamente precisas e fiéis aos casos reais.

Todas as definições citadas neste capítulo foram retiradas do manual do usuário do OpenDSS, fornecido pela EPRI.

3 Modelagem do sistema elétrico da UnB

A modelagem e simulação em OpenDSS do sistema elétrico de média e alta tensão da Gleba A do Campus Darcy Ribeiro da Universidade de Brasília, mostrado na figura 6, foi concluída com sucesso e inclui os maiores prédios presentes nas quadras 800 da Asa norte do Distrito Federal, indo desde a FD até a FUBRA.

O centro olímpico e o hospital veterinário da universidade possuem, cada, uma entrada de energia distinta, por isso foram excluídos desta análise, visto que não se interligam ao sistema maior e consomem apenas cerca de 5% do total utilizado pelo Campus.



Figura 6: Mapa da Gleba A Campus Darcy Ribeiro - UnB (UNB, 2017).

Para alcançar este objetivo, fez-se necessário conseguir as plantas do sistema elétrico da UnB completas junto às contas de energia de cada entrada do Campus.

Com este material em mãos, pôde-se preparar um modelo realmente utilizável para um estudo fiel ao caso real, entretanto, por se tratarem de documentos oficiais

e com certo nível de confidencialidade, há uma grande dificuldade para consegui-los e foi esta a maior dificuldade nesta primeira parte do trabalho.

Os documentos citados no capítulo 1 forneceram exatamente os seguintes detalhes:

- Mapa do Campus Darcy Ribeiro em CAD: este documento forneceu detalhes sobre a área, posicionamento e georeferenciamento dos prédios, tanto antigos quanto novos;
- Unifilar da Gleba A no ano de 2003: dentre todos os documentos utilizados, este foi o mais importante. Este diagrama unifilar traz os detalhes sobre o dimensionamento das linhas de transmissão aéreas e subterrâneas, transformadores, capacitores, limites das subestações, barramentos dentre outros elementos como mufas, disjuntores, para-raios e fusíveis.
- Plano de atualizações de algumas instalações: algumas das atualizações feitas ao longo dos anos foram documentadas e armazenadas neste arquivo, que ajudou na atualização de elementos presentes no unifilar do ano de 2003 para 2017.
- A referência (OLIVEIRA, 2006) traz detalhes sobre o consumo de energia do Campus, o que foi crucial para a aproximação dos resultados do modelo ao caso real.

Outras atualizações foram feitas através de estimativas e anotações feitas com visitas aos locais dos transformadores, postes e linhas de transmissão espalhadas pelo Campus.

A figura 7 mostra o CAD do Campus Darcy Ribeiro e será de auxílio para a determinação da área disponível no topo dos prédios para a instalação de GDFV.

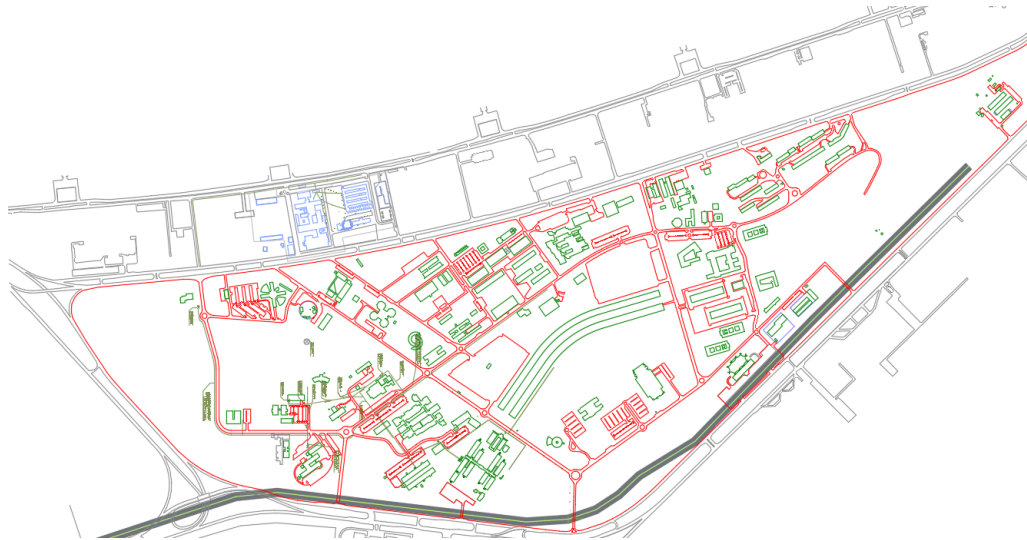


Figura 7: CAD do Campus Darcy Ribeiro - UnB (CEPLAN, 2017).

3.1 Componentes do sistema elétrico da UnB

Esta seção é dedicada a apresentação dos elementos presentes no sistema elétrico da Gleba A da universidade e como estes foram idealizados para implementação no OpenDSS. Cada classe de elemento serpa listada em uma subseção acompanhada dos detalhes disponíveis para ela que foram instanciados no OpenDSS. A tabela 1 sumariza todos os elementos presentes no sistema elétrico de distribuição do Campus e cada elemento será explicado em seguida.

O número de barramentos e linhas foi o número considerado para a simulação no OpenDSS, ou seja, há uma linha entre cada barramento, cada curva de linha é um barramento imaginário e cada transformador possui 2 barramentos, um de alta e um de baixa tensão.

Equipamento	Quantidade
Entrada de energia	1
Linhas de Transmissão	112
Transformadores	75
Capacitores	6
Barramentos	178

Tabela 1: Sumário dos equipamentos do sistema elétrico do Campus.

3.1.1 Fonte de energia

A fonte de energia da universidade é a Subestação de energia elétrica da Asa Norte, administrada pela CEB. As linhas de transmissão saem desta subestação e percorrem até a derivação de entrada da universidade, que fica no prédio SG12 - Laboratório de Engenharia Civil. Nesta derivação que começa o sistema elétrico da Gleba A Campus e foi a partir daí que começou a instanciação no Software, como sendo uma fonte de tensão simples de 13.8 kV. As outras duas entradas de energia não foram levadas em consideração nas simulações pois não se misturam ao sistema da Gleba A.

3.1.2 Linhas de transmissão

As linhas de transmissão da universidade não se diferem das utilizadas no sistema elétrico da cidade de Brasília.

A formulação das linhas é dividida em:

- Geometria das linhas (bundles, espaçamento, altura e etc);
- Bitola dos cabos e

- Distribuição espacial dos cabos (barramentos e terminais aos quais eles estão conectados).

As características de geometria das linhas influenciam na impedância total do sistema e é muito importante que os dados sejam fiéis. O diagrama unifilar da Gleba A de 2003 traz os detalhes sobre a bitola, quantidade de fases e entre quais barramentos as linhas se encontram. As medições relacionadas a geometria das linhas foram tiradas manualmente. A tabela 2 condensa as informações sobre as linhas do sistema elétrico do Campus.

Bitola (AWG)	Resistência AC (Ohm/km)	Diametro (cm)	Ampacidade (A)	GMR AC (m)
AL_#1/0.7STR	0.709	1.011	240	0.00388
AL_#4.7STR	1.712	0.636	140	0.00244
AL_#2.7STR	1.102	0.801	190	0.00308
CU_35mm	0.868	0.7	187	N/A
CU_95mm	0.320	1.15	345	N/A

Tabela 2: Características dos cabos das linhas de transmissão do Campus.

As geometrias utilizadas no Campus foram:

- Trifásica em bundle: os três condutores estão próximos e sustentados por uma armação triangular específica que separa os condutores em cerca de 15 centímetros;
- Trifásica lado a lado: os três condutores estão dispostos em lado a lado na horizontal igualmente espaçados em cerca de 30 centímetros e
- Cabo subterrâneo: as derivações dos postes que vão para as subestações dos edifícios seguem por baixo da terra, estas foram modeladas por cabos trifásicos de cobre.

A tabela 3 traz as informações sobre as geometrias com as quais as linhas foram dispostas:

Geometria	Número de fases	Número de condutores	Espaçamento (cm)
3PH_#1/0_LE_BUNDLED	3	3	10
3PH_#1/0_SAPARADAS	3	3	30
3PH_#4_SAPARADAS	3	3	30
3PH_#2_SAPARADAS	3	3	30
3PH_CU_35mm_DUTO	3	3	0.002
3PH_CU_95mm_DUTO	3	3	0.002

Tabela 3: Características das geometrias das linhas de transmissão do Campus.

3.1.3 Transformadores

As características dos transformadores da rede foram retirados em grande parte do unifilar de 2003, entretanto, a maioria dos transformadores dos prédios novos não constam em nenhum documento. Para que se pudesse acrescentá-los, foi necessário ir aos locais extrair as informações dos dados de placa dos equipamentos. A potência de alguns outros transformadores foram estimados pelos seus tamanhos e/ou semelhança entre os prédios que são alimentados por eles.

A tabela 4 traz os dados utilizados para a modelagem de cada transformador de acordo com sua potência nominal.

Todos os valores de resistência e reatância dos transformadores foram retirados da referência (MAMEDE FILHO, 2011).

Potência (kW)	Tensão Nominal (kV)	Número de fases	Conexão	Resistencia dos enrolamentos (%Ohm)	Reatância de sequencia positiva (%Ohm)
750	13.8-0.380	3	$\Delta - Y$	1.13	4.35
500	13.8-0.380	3	$\Delta - Y$	1.20	4.34
300	13.8-0.380	3	$\Delta - Y$	1.23	4.33
225	13.8-0.380	3	$\Delta - Y$	1.24	4.32
150	13.8-0.380	3	$\Delta - Y$	1.37	3.22
112.5	13.8-0.380	3	$\Delta - Y$	1.47	3.18
75	13.8-0.380	3	$\Delta - Y$	1.60	3.11
45	13.8-0.380	3	$\Delta - Y$	1.67	3.08
30	13.8-0.380	3	$\Delta - Y$	1.90	2.94

Tabela 4: Transformadores de tensão do Campus.

3.1.4 Capacitores

As capacitores do sistema elétrico também foram retiradas do diagrama unifilar de 2003 combinados a informações fornecidas pelo ex-prefeito do Campus Darcy Ribeiro. Há três capacitores de 15 kVar na subestação do ICC Norte e mais três na subestação do ICC Sul. A tabela 5 traz as características de cada capacitor.

Potência (kvar)	Tensão Nominal (kV)	Número de fases	Conexão
15	0.380	3	Y

Tabela 5: Transformadores de tensão do Campus.

Com todas estas informações condensadas, montou-se então um diagrama unifilar atualizado da universidade, como mostrado no apêndice A. Este novo unifilar foi a base para a instanciação de todos os elementos contidos nos arquivos do OpenDSS que, por sua vez, descrevem o sistema de distribuição de energia da universidade em detalhes.

4 Análise de cargas e demandas

4.1 Demanda do Campus em 2006

Todas as cargas dos prédios antigos foram baseadas na referência (OLIVEIRA, 2006), que apesar de antiga, traz as informações necessárias sobre os perfis de consumo para cada um destes prédios do sistema elétrico do Campus.

Na dissertação de mestrado citada, a autora faz uma análise completa das cargas elétricas do Campus Darcy Ribeiro, trazendo um perfil de carga detalhado para cada prédio da universidade na época. Pelo fato do estudo ter sido feito em 2006, os valores estão relativamente defasados. Os dados foram retirados de lá e condensados em tabelas para que fossem atualizados e servissem de base para o cálculo da demanda atual. A análise a seguir mostra as diferenças e as soluções implementadas. O apêndice B.1 traz os valores de potência medidos e condensados na dissertação e que foram usados nas análises deste trabalho.

4.2 Demanda do Campus em 2017

A demanda no Campus em 2017 foi estimada de acordo com as medições realizadas pela concessionária de energia, a CEB. Os dados de memória de massa do medidor geral da universidade são coletados mensalmente pela CEB e armazenados em um banco de dados. Este banco de dados está disponível para motivos acadêmicos e foi conseguido em contato com a CEB via correio eletrônico. Os dados são extensos pois uma amostra é coletada a cada 15 minutos, desta forma, os dados foram condensados e armazenados nas figuras 8, 9 e 10.

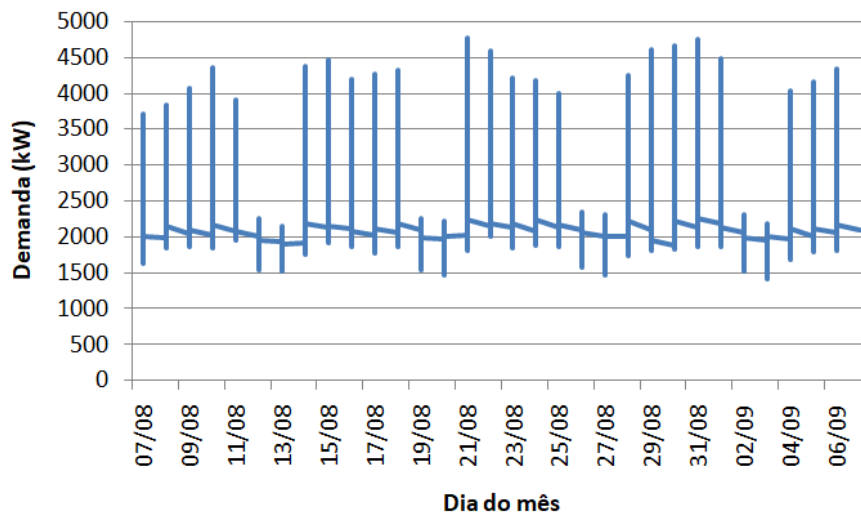


Figura 8: Gráfico da memória de massa do consumo da UnB em agosto de 2017.

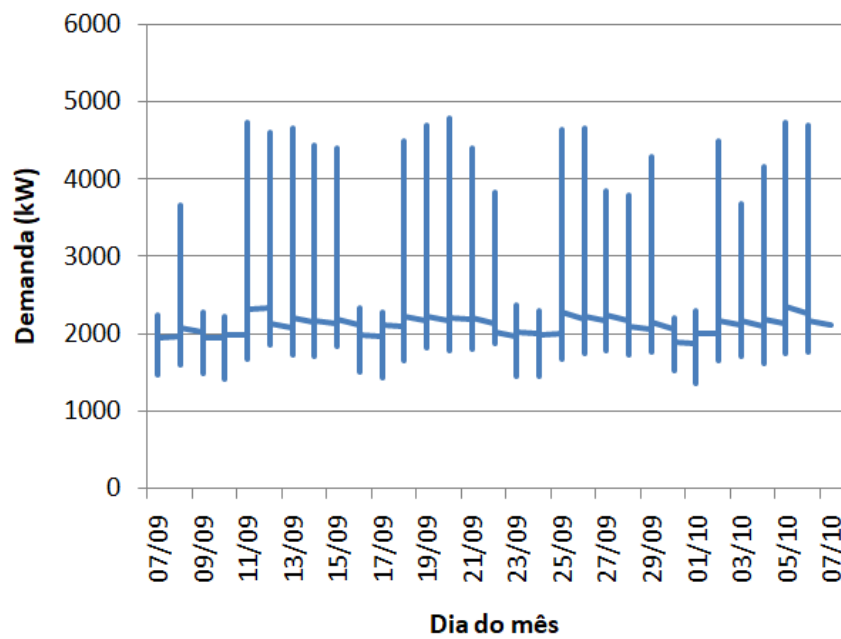


Figura 9: Gráfico da memória de massa do consumo da UnB em setembro de 2017.

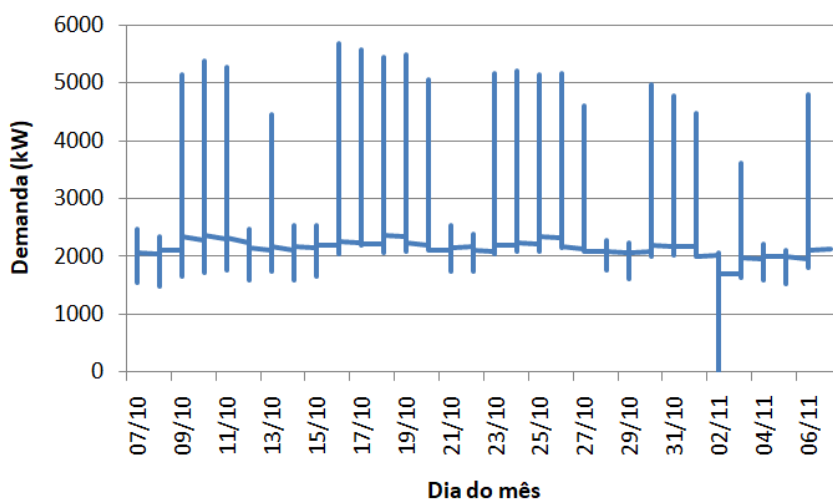


Figura 10: Gráfico da memória de massa do consumo da UnB em outubro de 2017.

Com todos estes dados em mãos, criou-se, então, um dia útil típico e um dia de final de semana típico para o período que, por coincidência é a época do ano de maior consumo energético da universidade.

Para a criação dos dias típicos fez-se a redução dos dados extensos da CEB para 24 horas úteis e de fim de semana através da média das horas, dias iguais e entre os dias da semana, ou seja:

Primeiro fez-se a média das medições de 15 minutos para gerar o valor médio para aquela hora, como mostrado na figura 11.

Dia Da Semana	Data	Hora	kW	Dia Da Semana	Data	Hora	kW
quarta-feira	07/12/2016	00:15	1716,48				
quarta-feira	07/12/2016	00:30	1708,8				
quarta-feira	07/12/2016	00:45	1716,48				
quarta-feira	07/12/2016	01:00	1720,32	quarta-feira	07/12/2016	01:00:00	1702,08
quarta-feira	07/12/2016	01:15	1693,44				
quarta-feira	07/12/2016	01:30	1693,44				
quarta-feira	07/12/2016	01:45	1701,12				
quarta-feira	07/12/2016	02:00	1701,12	quarta-feira	07/12/2016	02:00:00	1684,80

Figura 11: Média das medições por hora.

Como possível observar, agora tem-se o valor da demanda total do Campus por hora. Pode-se então fazer a média hora a hora para cada dia da semana, por exemplo, a média de cada meio-dia de todas as segundas-feiras do período, de todas as terças-feiras do período e assim por diante, gerando 168 valores que descrevem uma semana típica no período de agosto até outubro. A figura 12 mostra os resultados desse condensamento.

Horário	segunda-feira	terça-feira	quarta-feira	quinta-feira	sexta-feira	DIA DE SEMANA
00	1919,81	2047,02	2014,54	2020,98	2007,08	2001,88
01	1897,48	2019,07	1981,05	1989,55	1979,19	1973,27
02	1880,34	2001,45	1961,14	1972,52	1964,31	1955,95
03	1865,76	1977,68	1944,43	1956,09	1951,31	1939,05
04	1867,38	1976,06	1941,23	1948,87	1949,10	1936,53
05	1891,75	2002,52	1966,93	1969,35	1977,67	1961,65
06	1867,20	1968,81	1948,30	1911,40	1932,07	1925,56
07	2272,95	2328,23	2296,04	2169,78	2255,15	2264,43
08	2867,08	2917,75	2858,88	2621,76	2802,13	2813,52
09	3307,02	3326,13	3225,67	2979,84	3203,93	3208,52
10	3575,63	3563,06	3541,58	3211,48	3432,11	3464,77
11	3589,14	3603,92	3564,09	3281,24	3422,73	3492,23
12	3570,24	3535,83	3535,22	3242,24	3325,81	3441,87
13	3715,94	3657,18	3665,46	3361,60	3415,50	3563,13
14	3978,76	3921,02	3913,42	3586,81	3614,55	3802,91
15	3993,93	3983,35	3958,22	3625,17	3622,71	3836,68
16	3689,98	3790,62	3779,31	3434,06	3366,24	3612,04
17	3364,87	3343,49	3330,95	3069,08	2985,97	3218,87
18	3101,94	3117,47	3111,29	2918,15	2820,63	3013,90
19	2909,32	3037,25	2998,72	2855,79	2731,64	2906,54
20	2608,91	2800,82	2777,42	2665,46	2548,87	2680,30
21	2495,67	2572,45	2559,75	2475,45	2370,06	2494,68
22	2363,15	2347,58	2349,44	2296,04	2211,77	2313,60
23	2147,34	2125,40	2135,79	2110,08	2058,87	2115,49

Figura 12: Semana típica por hora em kW.

Por fim, fez-se então a média por hora dos dias úteis e dos dias de fim de semana, obtendo-se assim 24 horas típicas para os dias úteis e outras 24 horas típicas para os fins de semana. Cada um destes dias típicos foi utilizado como a referência que as cargas deveriam atingir para então rodar as simulações realizadas no capítulo 7. As figuras 13 e 14 mostram de forma gráfica os resultados finais

para a demanda típica do Campus Darcy Ribeiro hoje, para dias úteis e dias de fim de semana, respectivamente.

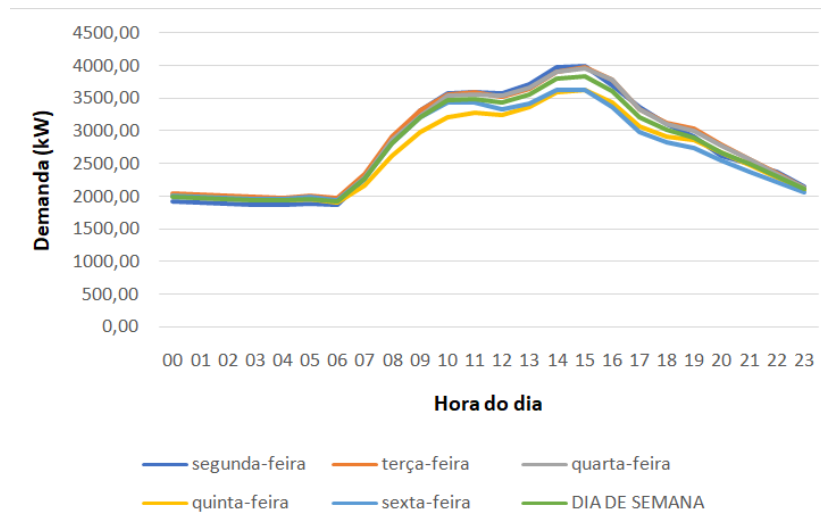


Figura 13: Dias úteis típicos por hora em kW.

A linha verde é a média das outras linhas e equivale ao perfil de carga típico do Campus em dias úteis.

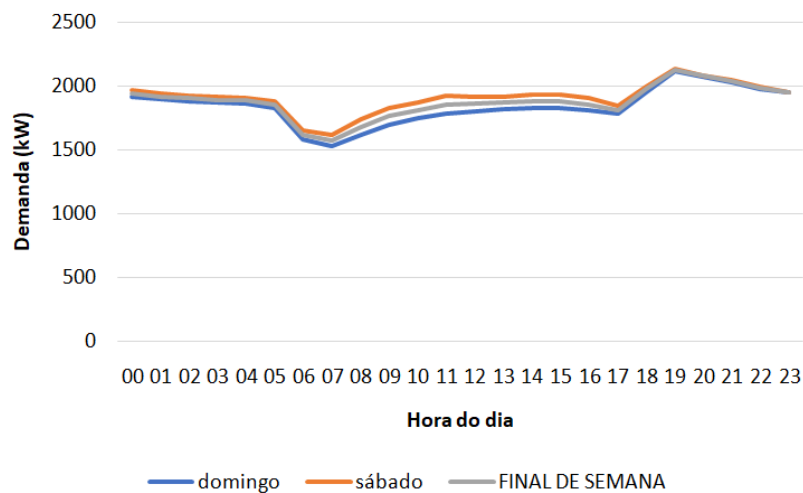


Figura 14: Dias de final de semana típicos por hora em kW.

A linha cinza é a média das outras linhas e equivale ao perfil de carga típico do Campus em dias de fim de semana e feriados.

4.3 Projeção da demanda de 2006 até 2017

A Universidade de Brasília de forma geral sofreu várias atualizações e expansões ao longo dos últimos 10 anos. Novos prédios, novas áreas de vivência e um aumento que chega a 100% em sua demanda energética no período da noite e 30% nos horários de pico impedem que os dados de 2006 sejam utilizados diretamente no modelo pois não seria capaz de refletir de fato o cenário atual.

O maior problema está descobrir o quanto da carga atual é contribuição dos prédios novos e quanto é contribuição dos antigos. A solução encontrada a foi a adequação das demandas antigas através de uma projeção de carga do ano de 2006 para o ano de 2017 proporcional as atualizações nos transformadores.

A diferença de 70% entre crescimento da carga para o período da noite e do dia pode ser explicado pelo aumento expressivo na quantidade de cursos noturnos sendo oferecidos na universidade. O programa governamental REUNI de 2007 fomentou o acréscimo de mais de 5 cursos noturnos além da criação de novos Campi e reformas nas instalações já existentes. O ICC foi o prédio com mais reformas dentre os antigos. Ar-condicionado em quase todos os anfiteatros, novos laboratórios para os cursos de computação entre outras atualizações, fizeram com que a subestação do ICC Norte precisasse de uma atualização em seus transformadores, partindo de 3 trafos de 500 kVA para 3 de 750 kVA. Desta forma, mantendo-se os valores de consumo em p.u., pode-se atualizar a base de potência proporcionalmente a nova potência disponível no barramento. O mesmo foi feito para todos os prédios que

passaram por atualizações em seus transformadores. As figuras 15 e 16 mostram as curvas de carga de 2006 e de 2017, evidenciando as cargas a serem distribuídas nos prédios novos.

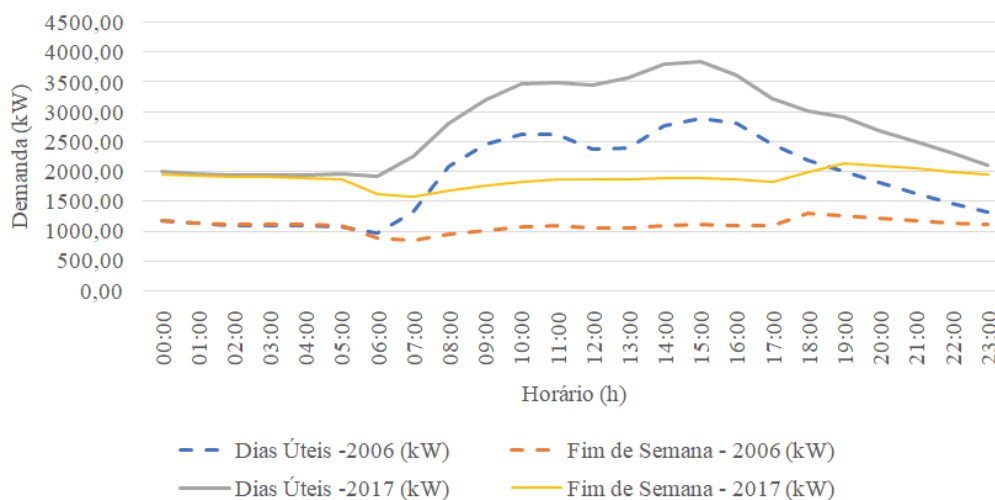


Figura 15: Memória de Massa do Medidor Geral 2006 versus 2017 em dias úteis.

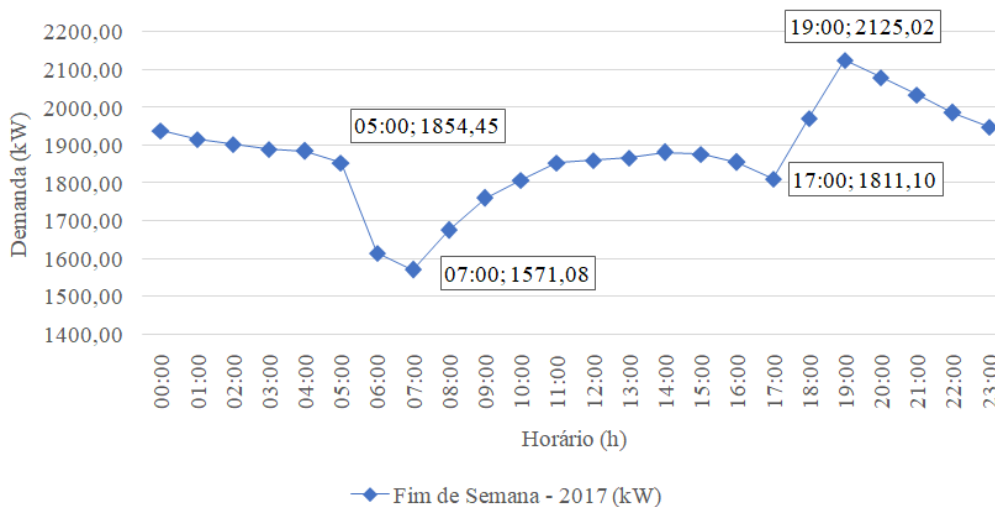


Figura 16: Memória de Massa do Medidor Geral em dias de fim de semana típicos de 2017.

O perfil de carga da iluminação pública foi retirado da média da variação de carga 05:00 a 07:00 e de 17:00 a 19:00 nos fins de semana. Para ambos intervalos,

a média de variação é de 300 kVA. Esta potência foi distribuída igualmente entre os transformadores do Campus destinados a iluminação pública.

O perfil de carga dos prédios novos foi estimado pela semelhança de funcionamento com prédios antigos que tiveram seu perfil de carga medido. Prédios administrativos como reitoria, CESPE, CDT entre outros, possuem um perfil de ocupação parecido, logo, foram colocados com o mesmo perfil p.u. de carga modificando-se apenas a base de potência de acordo com a potência do transformador que o alimenta. Os blocos de salas de aula como BAES, BSA Sul, BSA Norte entre outros, seguiram os perfis de outros prédios de sala de aula, como PAT, PJC, ICC e etc.

Os apêndices B.2 e B.3 mostram a potência dos transformadores, a base de potência escolhida e os valores p.u. para os dias úteis dos prédios novos.

Por fim, somou-se todas as demandas instantâneas hora a hora e multiplicou-se cada hora por um fator de correção, desta forma, todas as cargas naquele instante são escalonadas pelo mesmo fator para consumirem exatamente o que foi medido pela concessionária no medidor geral da Gleba "A".

Observações importantes acerca da modelagem das cargas:

- Todas as bases foram escolhidas de forma que a média dos valores p.u. igualse 1.0, ou seja, a base é exatamente a média de consumo daquela carga;
- O fator de potência de todas as cargas foi colocado no valor de 0.92, que é a média ponderada pela potência instantânea das cargas;
- Todas as cargas foram consideradas como cargas trifásicas equilibradas, ou seja, todas as fases consomem a mesma quantidade de potência.

Os arquivos *Loads.DSS* e *LoadShapes.DSS* que estão mostrados respectivamente nos apêndices C.5 e C.6, mostram os resultados finais da análise de carga para cada unidade consumidora da universidade.

5 Modelagem do sistema fotovoltaico

5.1 A geração fotovoltaica

O fenômeno físico responsável por converter luz em eletricidade - o efeito fotovoltaico - foi observado pela primeira vez em 1839 pelo cientista francês Edmund Becquerel. Becquerel notou que uma tensão aparecia quando um de dois eletrodos idênticos dentro de uma solução semi-condutora eram iluminados. Ao longo da história o efeito fotovoltaico foi estudado em sólidos como selênio, silício e outros materiais orgânicos.

Hoje, a maioria sistemas fotovoltaicos são a base de silício e são capazes de transformar um kilowatt de energia solar incidindo em um metro quadrado em pouco mais que 100 watts de eletricidade. 100 watts de potência são capazes de alimentar grande parte dos eletrodomésticos presentes em uma casa comum, tais como televisões, lâmpadas, computadores etc. De fato, células solares cobrindo o telhado de uma casa típica podem gerar cerca de 10000 kWh de energia anualmente.

Por se tratar de uma forma de geração não despachável, fontes de energia baseadas em fotovoltaica requerem *back-up* de outras fontes ou armazenamento para se manter o fornecimento mesmo nas horas em que o Sol está obscuro. Outro ponto negativo é o fato de o preço de sistemas fotovoltaicos estar longe de ser acessível por necessitar de materiais e técnicas caras para se captar uma quantidade suficiente de energia.

Apesar de tudo isso, a energia solar fotovoltaica é abundante, inessável, e limpa, representando uma das melhores alternativas para a diminuição da utilização de combustíveis fósseis.

5.2 Elemento PVSystem do OpenDSS

A figura 17 mostra o esquemático do modelo do elemento PVSystem implementado na versão 7.4.1 Build 28 do OpenDSS. Este modelo combina o arranjo de painéis fotovoltaicos e o inversores em um só elemento para ser utilizado no estudo de impactos em sistemas de distribuição.

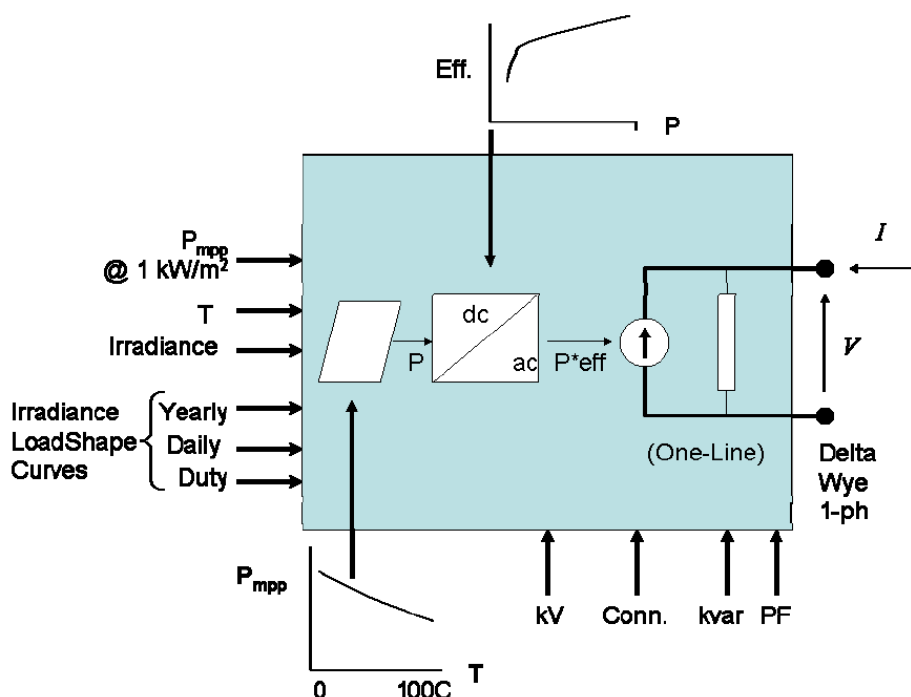


Figura 17: Esquemático do Modelo do Elemento PVSystem.

O modelo atual consegue realizar simulações no tempo à passos de 1 segundo ou mais e assume que o inversor é capaz de achar o ponto de máxima potência (mpp) do painel de forma rápida, simplificando a modelagem dos componentes individuais de maneira suficientemente adequada para o estudo de impacto.

A interface do PVSystem ao circuito é igual a de qualquer outro elemento de conversão de potência no OpenDSS. O circuito o encherda da mesma maneira que

um gerador, carga ou bateria, produzindo ou consumindo potência de acordo com uma função.

Neste caso, a potência ativa (P) é função da irradiância, temperatura (T) e potência nominal no mpp, P_{mpp} a uma dada temperatura e irradiância de 1000 W/m^2 . Por fim, a eficiência do inversor na potência e tensão de operação também é aplicada.

5.2.1 Potência reativa

A potência reativa é especificada separadamente da potência ativa através ou de um fator de potência fixo ou um valor de kVar fixo. Atualmente, para grandes inversores, pode-se regular a quantidade de Vars para regular a tensão de saída do sistema, entretanto, esta funcionalidade ainda não foi implementada no PVSystem.

5.2.2 Perfis de irradiância e temperatura no painel

Para simulações diárias, anuais e de *Duty-cycle*, a irradiância e a temperatura nos painéis são modeladas por uma base e valores p.u. contidos nos objetos *Loadshape* e *Tshape*, respectivamente, fornecendo então uma entrada de potência variável para cada passo de tempo das simulações.

5.2.3 Potência por temperatura no painel e potência por eficiência no inversor

O modelo PVSystem usa o objeto XYCurve para descrever a característica de potência gerada em função da temperatura dos componentes. Um vetor de pontos

p.u. descreve como a P_{mpp} varia com T em relação a P_{mpp} nominal de $1 \text{ kW}/\text{m}^2$. Quatro a cinco pontos já são suficientes para se obter uma interpolação suave e monótona.

O objeto XYCurve também é utilizado em outro vetor de pontos p.u. descreve a eficiência do inversor. A eficiência aumenta com o aumento da potência fornecida pelo inversor, como na curva exemplificada na figura 18.

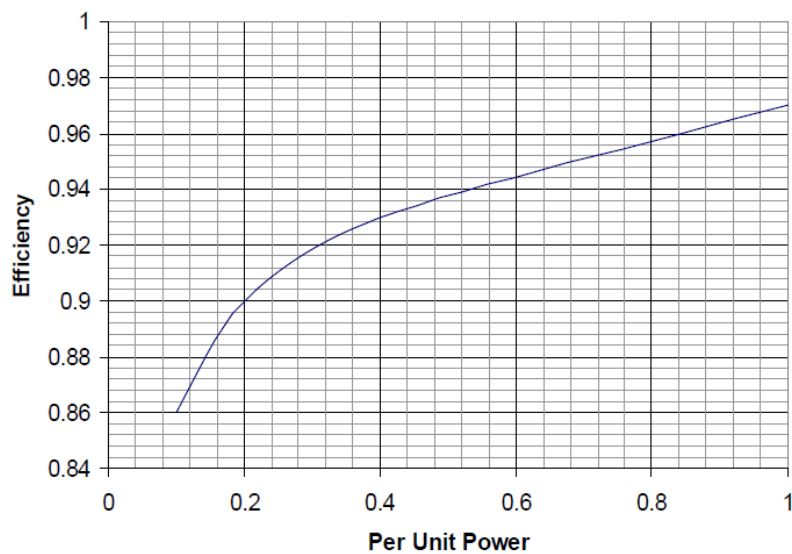


Figura 18: Gráfico da eficiência pela potência.

5.3 Variáveis de estado

Como todos os outros elementos do circuito, o PVSystem possui variáveis de estado internas que podem ser consultadas e observadas pelo programa. Na atual versão elas são:

Irradiância: é a irradiância líquida após aplicar o fator de load shape na simulação.

PanelkW: é a potência líquida sendo fornecida pelo painel levando em consideração a irradiância e a temperatura.

P_TFactor: é o fator interpolado da curva Potência-Temperatura e é aplicado a base P_{mpp} na dada temperatura para computar a potência gerada no painel naquele instante.

Eficiência: é a eficiência para o inversor de acordo com a potência sendo gerada.

5.4 Características ambientais do Distrito Federal

O campus da universidade se localiza aproximadamente à latitude -15.86 e longitude -48.86. As características de irradiância e temperatura média são cruciais e dependem da região de análise na qual GDFV será instalada. Os tópicos a seguir trazem um breve estudo sobre os dados utilizados na modelagem do arranjo FV implementado no OpenDSS.

5.4.1 Perfil de insolação sobre o arranjo

O National Renewable Energy Laboratory - NREL é um instituto norte americano que fornece dados ambientais, softwares e realiza estudos diversos no âmbito das energias renováveis. A maioria das cidades onde estas medições e estudos são realizados encontram-se em solo norte americano, entretanto, uma das cidades sob observação é Brasília, cidade na qual o Campus Darcy Ribeiro se encontra e com isso pôde-se adquirir dados relativamente recentes da insolação e irradiância para esta região.

As medições de irradiância adquiridas da NREL mais recentes são do ano de 2015 e as figuras 19, 20 e 21 mostram os meses de Agosto, Setembro e Outubro do ano em questão com uma medição por hora.

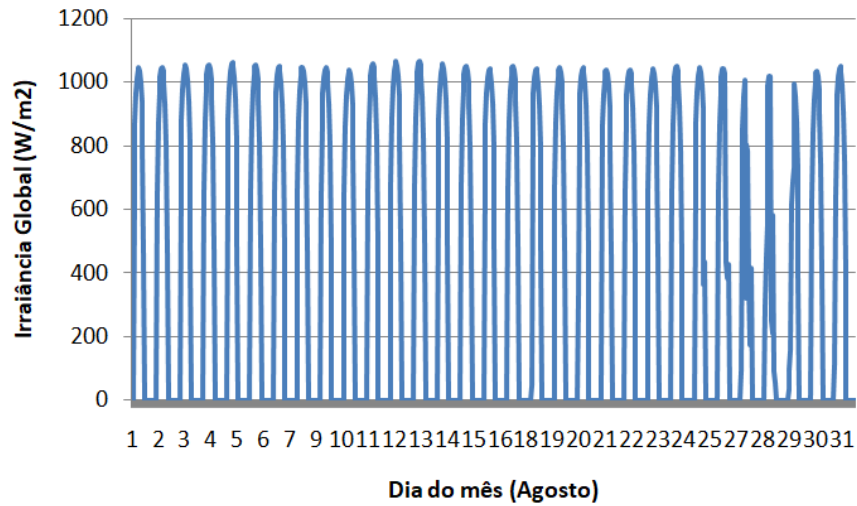


Figura 19: Gráfico da irradiância no Distrito Federal em agosto de 2015.

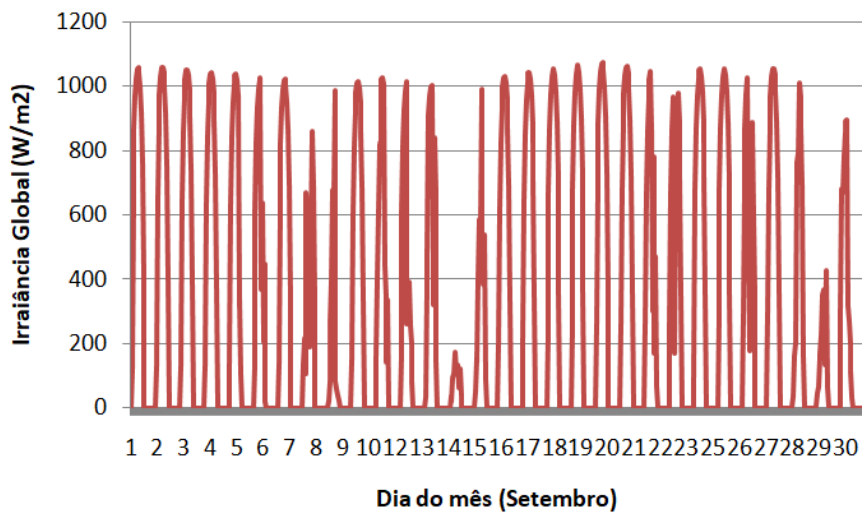


Figura 20: Gráfico da irradiância no Distrito Federal em setembro de 2015.

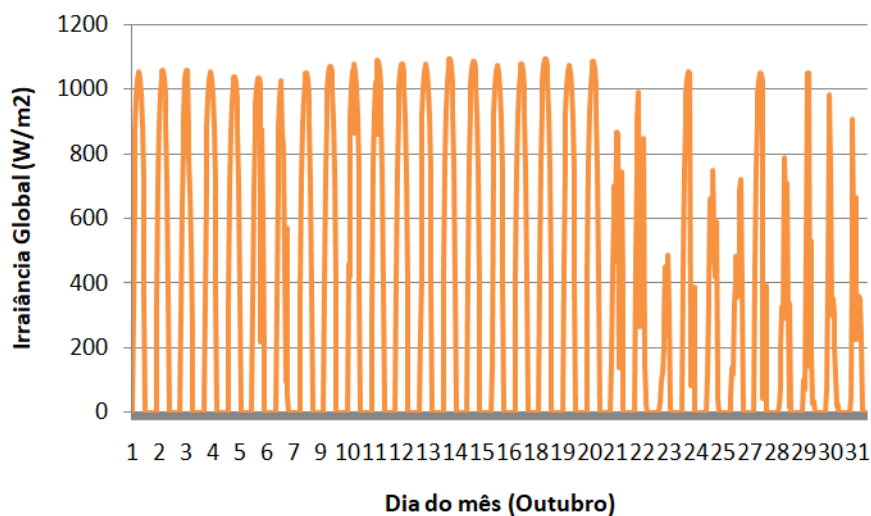


Figura 21: Gráfico da irradiância no Distrito Federal em outubro de 2015.

Assim como no caso das cargas, fez-se então uma média da insolação em 24 horas para todo o período, ou seja, somou-se a irradiância hora a hora e dividiu-se pela quantidade de dias, obtendo assim a insolação média para cada hora do dia. O resultado obtido está na figura 22.

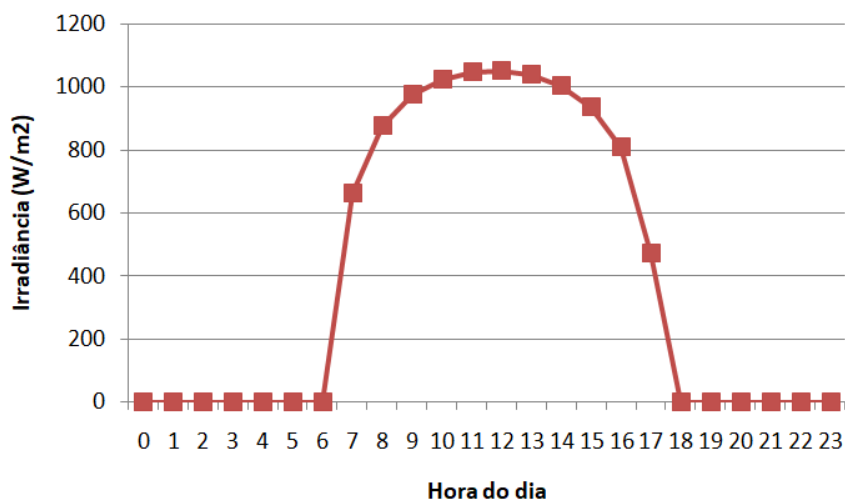


Figura 22: Gráfico da irradiância média por hora no Distrito Federal.

Este perfil de irradiância média foi traduzido para p.u. com base $1 \text{ kW}/\text{m}^2$ e colocado no código do OpenDSS na forma:

```
New Loadshape.MyIrrad npts=24 interval=1 mult=[0 0 0 0 0 0 0 .6634 .8788  
.9747 1.024 1.0477 1.0517 1.0382 1.0038 .9381 .8082 .4738 0 0 0 0 0 0]
```

5.4.2 Temperatura média do arranjo de painéis

A temperatura média do arranjo de painéis foi considerada a mesma da temperatura média do asfalto na região devido a cor preta e a incidência direta de raios solares. Coincidentemente, o perfil de temperatura se mostrou muito próximo do perfil utilizado pela própria EPRI para exemplificar o modelo PVSystem. As temperaturas variam entre 25 e 60 graus Celsius em 24 horas e são suficientemente acurados para esta análise, uma vez que a maior influência na potência entregue pelo arranjo será dada pela irradiância sobre os painéis. A declaração no OpenDSS se deu da seguinte forma:

```
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]
```

5.5 Cálculo para a potência a ser instalada

A proposta inicial é de instalar a GDFV apenas no telhado do Instituto Central de Ciências da UnB, uma vez que este prédio é o símbolo do Campus e possui uma área extensa de telhado. As dimensões do ICC são: 700 metros de comprimento

em um dos lados, 750 metros do outro lado, 20 metros de largura e 2 blocos. Considerou-se o lado de menor extensão para já descontar o espaçamento entre os raques de painéis e as áreas de circulação. A área total considerada do telhado é de aproximadamente: $700 * 20 * 2 = 28000m^2$.

A referência (CAMARGOS, 2016) calcula a potência de geração a ser instalada pela área ocupada de maneira simples com a fórmula:

$$P = I * N * \eta * A \quad (2)$$

Em que:

P = potência gerada pela GDFV em watt (W);

I = irradiância solar em watt por metro quadrado (W/m^2);

N = número de unidades consumidoras na barra;

η = eficiência do painel fotovoltaico; e

A = área dos telhados destinada à instalação dos painéis.

Painéis fotovoltaicos típicos hoje possuem de 15% a 20% de eficiência de geração. As opções mais baratas (mais viáveis em caso de licitação) se apresentam em painéis policristalinos e estes painéis hoje apresentam eficiência em torno de 16%. Este foi o valor para a eficiência utilizado nas simulações.

Também para efeito de simulação, dividiu-se o sistema de GDFV em apenas dois, com metade da potência sendo injetada na barra do ICC Norte e metade na barra do ICC Sul. Desta maneira:

O sistema é dimensionado com as seguintes dimensões:

- $\eta = 0.16$
- $I = 1000W/m^2$
- $N = 1$
- $A = 28000m^2$

Assim, a máxima potência de GDFV que pode ser instalada no ICC é:

$$\mathbf{P = 4.48 MW}$$

Este valor é cerca de 15% maior que a máxima demanda de potência típica de todo o Campus, calculada no capítulo 4. Desta forma, a análise de profundidade realizada no capítulo 7 tem este valor como referência de 115% de geração de pico.

Outros arranjos podem ser instalados em outros prédios da universidade, entretanto, neste trabalho, o enfoque maior é o impacto da instalação concentrada no ICC.

O modelo PVSystem condensa todos os painéis e inversores do arranjo como se fossem um grande painel e um grande inversor. Sabe-se que na verdade a potência gerada estaria dividida entre vários inversores mas no capítulo 7 considera-se um grande inversor de alta potência para facilitar a simulação sem efeitos negativos nos resultados.

5.6 Armazenamento e despacho da GDFV

Por se tratar de uma fonte de energia não despachável, ou seja, não está disponível sempre que necessário, um sistema de armazenamento deve ser implementado.

Com um banco de baterias suficientemente grande, pode-se realizar uma espécie de *peak-shaving* na geração, ou seja, pode-se armazenar os excedentes de potência gerada e fornecer nos horários de demanda em que a GDFV não está trabalhando.

Desta maneira, é necessário um arranjo de baterias com as seguintes características:

- Tensão terminal de 13.8 kV, ou seja, o arranjo de baterias já considera o par inversor-transformador imbutido.
- Potência instantânea suficiente para fornecer a carga de pico;
- Carga total que possa sustentar a demanda pelo tempo necessário;
- Perfil de despacho: follow (segue um padrão pré-definido independente da carga).

O perfil de despacho deve ser escolhido de forma que, para uma bateria que inicie o dia com 80% de carga, termine o dia com 85%. Desta forma, mantém-se as baterias sempre carregadas e saudáveis. As baterias podem consumir energia da rede também, para que carreguem nos horários fora da ponta e forneçam durante o pico de consumo e principalmente durante a ponta, de forma a diminuir os custos mensais de energia.

Com um arranjo deste tipo, pode-se evitar um dos maiores problemas da geração fotovoltaica chamado *power back-flow* (fluxo reverso de potência), que ocorre quando a geração está sincronizada a rede e começa a gerar mais do que unidade consumidora está utilizando. O fluxo reverso pode sobre carregar linhas de transmissão e acionar o sistema de proteção da distribuição, podendo deixar ambientes ilhados e até mesmo danificar equipamentos da concessionária.

Para profundidades de geração baixas, não há a necessidade da instalação de um banco de baterias, uma vez que toda a potência gerada pode ser consumida instantaneamente sem sobrecarregar o sistema de distribuição. Com o aumento da profundidade de GDFV, deve-se instalar um sistema de armazenamento principalmente por causa dos dias de menos consumo, tais como finais de semanas e feriados. Com um arranjo fotovoltaico de alta potência o período da manhã é crítico. O baixo consumo e alta potência gerada podem acarretar nos problemas descritos acima. Nas simulações implementou-se então o arranjo de baterias apenas para as profundidade de 100%, de forma a tanto evitar o *back-flow* quanto o pico de consumo às 18:00, que é a hora em que a geração cessa mas o consumo ainda está alto.

Infelizmente o OpenDSS não possui o elemento de armazenamento de energia embutido no PVSystem pois o painel é ligado direto ao inversor, como mostrado no início deste capítulo. Isto torna impossível ligar um elemento de armazenamento somente ao barramento do painel através de um controlador de carga. Qualquer elemento de armazenamento neste caso teria de ser ligado depois do inversor diretamente conectado a rede, podendo assim absorver energia da rede e não só dos painéis nos horários de interesse.

6 Programação e instanciação em OpenDSS

Com todos os elementos do sistema de distribuição de energia elétrica do Campus em mãos, pôde-se então iniciar a programação em OpenDSS para de fato realizar as simulações.

A programação foi feita separando-se cada classe de elementos e comandos em um arquivo de texto diferente, sendo eles:

- Arquivos de definição de equipamentos:
 - Capacitors
 - LineGeometry
 - Lines
 - Loads
 - Loadshapes
 - Monitors
 - PVSystem
 - Transformers
 - WireData

- Arquivos de controle:
 - Buscoods
 - Master
 - Run

Todos os arquivos estão disponibilizados no apêndice C deste trabalho.

6.1 Buscoords

Neste arquivo, colocou-se as coordenadas de todos os barramentos de alta e de baixa tensão do sistema elétrico, incluindo os barramentos imaginários que foram incluídos simplesmente para fazer as curvas das linhas mais longas.

Todas as coordenadas implementadas são georeferenciadas e foram retiradas do Google Maps. Para isso, acompanhou-se em terra e em computador por onde as linhas aéreas e subterrâneas correm para a definição exata da localização de cada barramento a ser declarado no DSS.

As coordenadas são então declaradas na forma: Nome_do_barramento, longitude, latitude.

Exemplos de barramentos de alta tensão:

bus3_SG12_HSB, -47.8726291, -15.7645779

bus4_FT1_HSB, -47.8725862, -15.7642998

bus5_FT2_HSB, -47.872619, -15.7642804

bus6_CEPLAN_HSB, -47.8723387, -15.7648638

Exemplo de barramentos de baixa tensão:

busx3_SG12_LSB, -47.8726291, -15.7645779

busx4_FT1_LSB, -47.8725862, -15.7642998

busx5_FT2_LSB, -47.872619, -15.7642804

busx6_CEPLAN_LSB, -47.8723387, -15.7648638

A nomenclatura foi escolhida de forma a facilitar a identificação da tensão do barramento. Sendo HSB (*High Side Bus*) um barramento de alta tensão e LSB (*Low Side Bus*) um barramento de baixa tensão.

6.2 Capacitors

Neste arquivo, instanciou-se os capacitores presentes nos barramentos do ICC Norte e ICC Sul. Estes são os únicos capacitores documentados, por isso foram os únicos implementados nas simulações.

Exemplos:

```
New Capacitor.ICCNORTE_CAP1 bus1=busx69_ICCNORTEBCE_LSB
```

```
kv=0.380 kvar=15 conn=wye
```

```
New Capacitor.ICCSUL_CAP1 bus1=busx68_ICCSUL_LSB
```

```
kv=0.380 kvar=15 conn=wye
```

6.3 Monitors

Os monitores espalhados pelo circuito para se observar a variação dos parâmetros de interesse para a análise e foram declarados neste arquivo.

Exemplos:

```
New monitor.UnB_totalizedmonitor element=Line.conector_UnB  
term=2 mode=1
```

```
New monitor.PV_ICCNORTE_p PVSystem.PV_ICC1 1 mode=1  
Ppolar=no
```

6.4 Loadshapes

Os perfis de carga estão contidos neste arquivo. Como mostrado no capítulo 4, estão divididos entre cada prédio como uma semana típica de consumo.

Exemplos:

```
New loadshape.FT_SE_FT_SEMANA npts=24, interval=1,  
mult=(0.76, 0.77, 0.75, 0.75, 0.72, 0.67, 0.62, 0.67, 0.97, 1.17, 1.29,  
1.30, 1.13, 1.17, 1.49, 1.59, 1.51, 1.37, 1.12, 1.01, 0.86, 0.79, 0.77,  
0.75)
```

```
New loadshape.CDT_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.84,  
0.85, 0.85, 0.85, 0.79, 0.76, 0.82, 0.85, 0.91, 1.06, 1.16, 1.23, 1.25,  
1.26, 1.36, 1.43, 1.37, 1.29, 1.00, 0.89, 0.81, 0.78, 0.80, 0.80)
```

6.5 Loads

Aqui se declara todas as cargas do sistema conectadas aos barramentos de baixa tensão.

Exemplos:

```
New load.load_FACE_SEMANA phases=3 busx36_FACE_LSB  
kv=0.380 kW=91.19 pf=0.82 status= variable
```

```
New          load.load_CEPLAN_SEMANA          phases=3  
busx6_CEPLAN_LSB kv=0.380 kW=10.93 pf=0.82 status=  
variable
```

6.6 LineGeometry

O arquivo LineGeometry define as geometrias com as quais as linhas estão acomodadas espacialmente.

Exemplos:

```
New LineGeometry.3PH_#1/0_LE_BUNDLED nconds=3 npha-  
ses=3 cond=1 wire=AL_#1/0.7STR x=-0.05 h=7.00 units=m  
cond=2 wire=AL_#1/0.7STR x=0 h=6.95 units=m cond=3  
wire=AL_#1/0.7STR x=0.05 h=7.00 units=m reduce=y
```



```
New LineGeometry.3PH_#1/0_SAPARADAS nconds=3 npha-
ses=3 cond=1 wire=AL_#1/0_7STR x=-0.3 h=7.00 units=m
cond=2 wire=AL_#1/0_7STR x=0.0 h=7.30 units=m cond=3
wire=AL_#1/0_7STR x=0.3 h=7.00 units=m reduce=y
```

6.7 Lines

Neste arquivo se declara as linhas de acordo com tamanho, geometria e características do cabo utilizado.

Exemplos:

```
New Line.4 bus1=bus22_SIS_HSB bus2=bus23_SIS2_HSB
length=76 geometry=3PH_#4_SAPARADAS units=m phases=3
enabled=yes
```

```
New Line.5 bus1=bus23_SIS2_HSB
bus2=bus24_SG11ATRAS_HSB length=37 geome-
try=3PH_#4_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
```

6.8 Master

Este arquivo serve para criar o circuito, ou seja, define-se uma fonte de energia junto às suas características de tensão e resistência interna e depois agrega-se

todos os outros arquivos contendo o restante dos elementos do circuito através dos comando *Redirect*, que basicamente diz para o compilador que o texto contido em todos os outros arquivos está escrito ali.

Por fim definiu-se também um medidor de energia, o máximo e mínimo de tensão pela norma da CEB e as bases de tensão do circuito, ou seja, quais os valores de tensão que os barramentos podem assumir dentro da simulação. No caso do Campus da UnB, os únicos valores possíveis são de 13.8 kV e 380 V.

Exemplo:

```
New Circuit.UnB bus1=SourceBus pu=1.045 basekV=13.8
r1=0.001 x1=0.01 r0=0 x0=0.01

Redirect WireData_UnB.dss
Redirect LineGeometry_UnB.dss

set voltagebases=[13.8, 0.38]

Calcvoltagebases

New EnergyMeter.Leitura_CEB element=Line.conector_UnB ter-
minal=1

set normvminpu=0.93 set normvmaxpu=1.05
```

6.9 Run

O arquivo *Run.DSS* é o *Script* que contém os comandos da simulação em si. é nele que se compila o arquivo *Master.DSS* e então se roda o *Power Flow*. Colocou-se também os comandos de plotagem de gráficos e exportação de dados em geral.

Exemplo:

```
Compile [Master_UnB.dss]
set mode=daily number=24
set casename=UnB
set demand=true
set DIVerbose=true
set voltexceptionreport = true
solve
```

Export seqv

```
plot general quantity=7 max=.1 dots=n labels=n subs=y ob-
ject=UNB_EXP_SEQVOLTAGES.CSV
```

```
Plot monitor object=UnB_totalizedmonitor
```

```
Plot Profile phases=all
```

6.10 Transformers

Neste arquivo se declara todos os transformadores do circuito da universidade.

Exemplos:

```
New Transformer.RU_1 phases=3 windings=2 bu-
ses=(bus11_RU_HSB, busx11_RU_LSB) conns=(delta wye)
```

```
kvs=(13.8, 0.380) kvas=(750, 750) xhl=4.35 %Rs=(1.13,1.13)
sub=n

New Transformer.ICCSUL_1 phases=3 windings=2 bu-
ses=(bus68_ICCSUL_HSB, busx68_ICCSUL_LSB) conns=(delta
wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(500, 500) xhl=4.34 %Rs=(1.20,1.20)
sub=n

New Transformer.CDT phases=3 windings=2 bu-
ses=(bus97_CDT_HSB, busx97_CDT_LSB) conns=(delta wye)
kvs=(13.8, 0.380) kvas=(300, 300) xhl=4.33 %Rs=(1.23,1.23)
sub=n
```

6.11 WireData

Este arquivo traz todas as características físicas dos condutores utilizados.

- Resistência AC;
- Diâmetro;
- Ampacidade nominal;
- Ampacidade de emergência e
- Raio médio geométrico (GMR).

A ampacidade de emergência dos cabos foi definida como 30% a mais que a ampacidade nominal do condutor.

Exemplos:

```
New WireData.AL_#1/0.7STR Rac=0.709 Runits=km GM-  
Rac=0.00388 GMRunits=m Diam=1.011 Radunits=cm Nor-  
mamps=240 Emergamps=312
```

```
New WireData.AL_#4.7STR Rac=1.712 Runits=km GM-  
Rac=0.00244 GMRunits=m Diam=0.636 Radunits=cm Nor-  
mamps=140 Emergamps=182
```

6.12 PVSystem

Neste arquivo instanciou-se o sistema de GDFV. A definição do sistema de geração fotovoltaica é descrita em detalhes no capítulo 5.

Exemplos:

```
New PVSystem.PV_ICC1 phases=3 bus1=PVbusNORTE  
kV=13.8 kVA=2250 irrads=1.0 Pmpp=2240 temperature=25  
PF=1 effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad  
TDaily=MyTemp
```

```
New PVSystem.PV_ICC2 phases=3 bus1=PVbusSUL  
kV=13.8 kVA=2250 irrads=1.0 Pmpp=2240 temperature=25  
PF=1 effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad  
TDaily=MyTemp
```

6.13 Validação do modelo

A validação da modelagem foi feita através da aproximação ao máximo dos valores fornecidos pela simulação, com os valores das medições feitas pela concessionária de energia elétrica que alimenta a universidade.

A CEB forneceu os dados da memória de massa do medidor geral do Campus, conta 492479-7. Com estes dados, pôde-se observar que o mês de maior consumo no ano de 2017 foi o mês de outubro, logo, para efeito da potência correspondente de GDFV, o valor de 100% é o valor de pico deste mês.

Os dados de massa fornecidos são extensos mas estão resumidos no capítulo 4 na forma de gráficos e análises.

7 Simulações e Resultados

Com todos os modelos prontos, pôde-se então realizar os estudos relacionados à resposta do sistema elétrico do Campus com a instalações de GD. Este capítulo é então dedicado a apresentação das simulações, resultados e comparações às medições reais realizadas neste e em outros trabalhos citados nas referências.

As simulações foram feitas na forma de um estudo de profundidade, ou seja, há um caso base que será incrementado aos poucos com GD e então observar a resposta do sistema. Foram realizadas então as simulações a seguir:

- Caso base;
- 25% de profundidade;
- 50% de profundidade; e
- 100% de profundidade.

Todas as simulações foram feitas na forma diária. Criou-se dois dias típicos, um para dias úteis e outro para fins de semana e feriados, como mostrado no capítulo 4. Para cada profundidade, analisou-se o impacto da GDFV no dia útil (maior consumo) e no final de semana (menor consumo), com a porcentagem de profundidade sempre referente à GDFV dimensionada para os dias úteis.

Desta forma:

$$P_{FV} = \%Profundidade * P_{FV-PICO}$$

Em que:

$P_{FV-PICO}$ é a geração máxima no telhado do ICC.

P_{FV} é a potência fotovoltaica gerada.

Vale lembrar que 100% de profundidade não quer dizer que a GDFV será capaz de suprir toda a demanda energética do Campus, mas sim que a GDFV terá a sua potência máxima de geração igual a demanda máxima do Campus no período analisado.

7.1 Caso base

Na simulação do caso base, não há GD instalada em nenhum barramento do Campus. Roda-se então o *Power Flow* para 24 horas e então pode-se validar o modelo.

A simulação de fluxo de potência no caso base deve gerar valores de consumo em kWh próximos ao consumo do Campus no período, desta forma, sabe-se que modelo é válido e aplicável aos estudos de impacto desejados. A seguir estão os resultados para a energia consumida (kWh), potência instantânea (kW), perfil de tensão nas linhas (kV) e as análises sobre perdas, sobretensões, recomendações e afins.

7.1.1 Dias úteis (Caso Base)

Nos dias úteis, a universidade consumiu em média 66 MWh no período de agosto a outubro. Este valor foi obtido através da soma dos valores médios das 24 horas de consumo diários medidos pela CEB. Os valores do OpenDSS vão se mostrar ligeiramente mais altos pois todo o consumo do modelo foi considerado nas cargas, logo, o consumo total nas cargas já incluem as perdas na transmissão, entretanto, no OpenDSS as perdas na transmissão serão incluídas novamente e podem ser descontadas ao final.

As figuras a seguir foram retiradas do próprio OpenDSS mostram os perfis de tensão e potência do Campus no pico de consumo, às 16:00.

A figura 23 mostra o perfil de carga no medidor geral da universidade em dias úteis. Pode-se observar o pico monofásico próximo a 1500 kVA, o que soma

aproximadamente 4500 kVA trifásico, como mostrado na tabela 6. Pelo fato de as cargas terem sido consideradas trifásicas equilibradas, as linhas se sobrepõem e a terceira fase, de cor azul, fica em evidência.

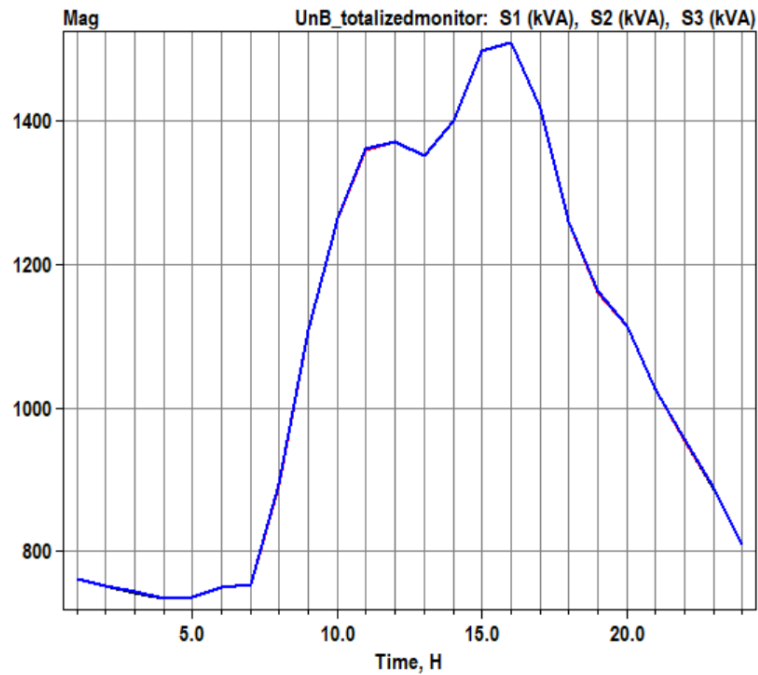


Figura 23: Perfil de carga no medidor geral do Campus num dia útil.

A figura 24 mostra o perfil de potência circulando nas linhas de transmissão espalhadas pelo Campus. Como era de se esperar para o caso base, a maior parte da potência advém da entrada da CEB e vai diminuído sua concentração ao longo das ramificações do sistema.

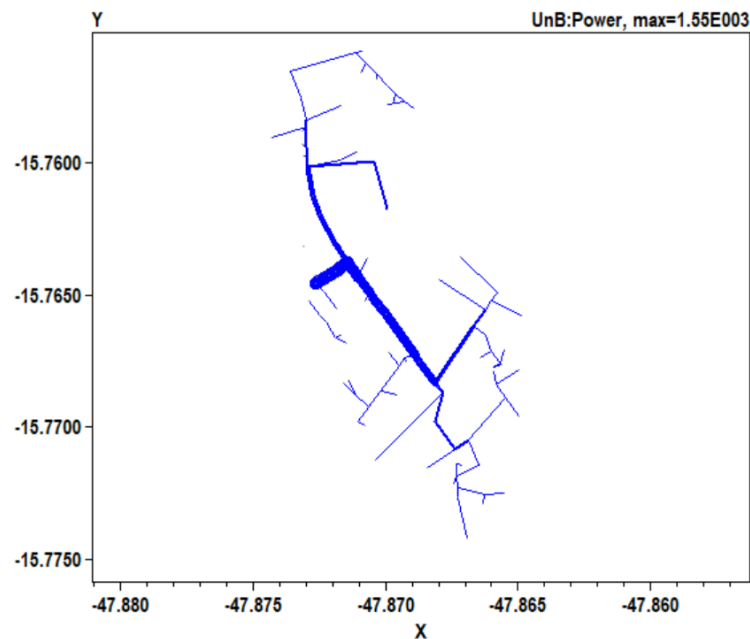


Figura 24: Fluxo de potência nas linhas de transmissão do Campus.

Cada traço é uma linha de transmissão e a espessura de cada traço representa a potência passando por esta linha. A máxima espessura representa a máxima potência monofásica que, para este caso, foi de 1510 kW. Fica evidente que a linha com maior trânsito de potência é da saída do medidor geral até o "bus10" do código. A potência então se distribui nos sentidos norte e sul tendo sua maior demanda nas subestações do ICC Norte e do ICC Sul.

A figura 25 mostra o perfil das perdas geradas pelo fluxo de potência circulando nas linhas de transmissão.

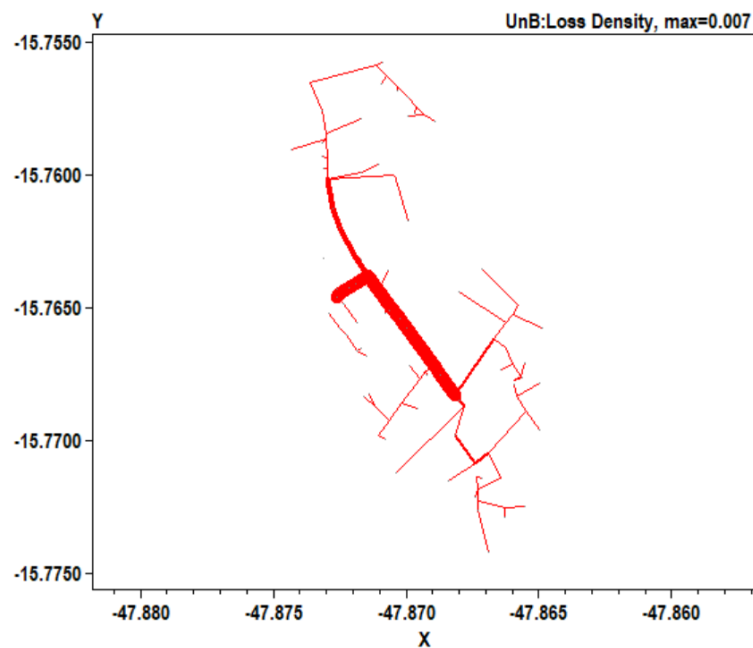


Figura 25: Concentração de perdas nas linhas de transmissão do Campus.

Seguindo o mesmo padrão de espessura da figura 24 porém agora com um máximo de 7 W de perda. Vê-se que a maior quantidade de perdas se concentra na linha que segue em direção a região sul do Campus, isto se dá devido ao fato de a maior parte das cargas estarem instaladas na região sul, com mais prédios e unidades consumidoras.

Com as perdas nas linhas devido ao fluxo de potência, a tensão tende a cair de uma ponta a outra. A figura 26 mostra a tensão p.u. da ao longo das linhas de transmissão do Campus.

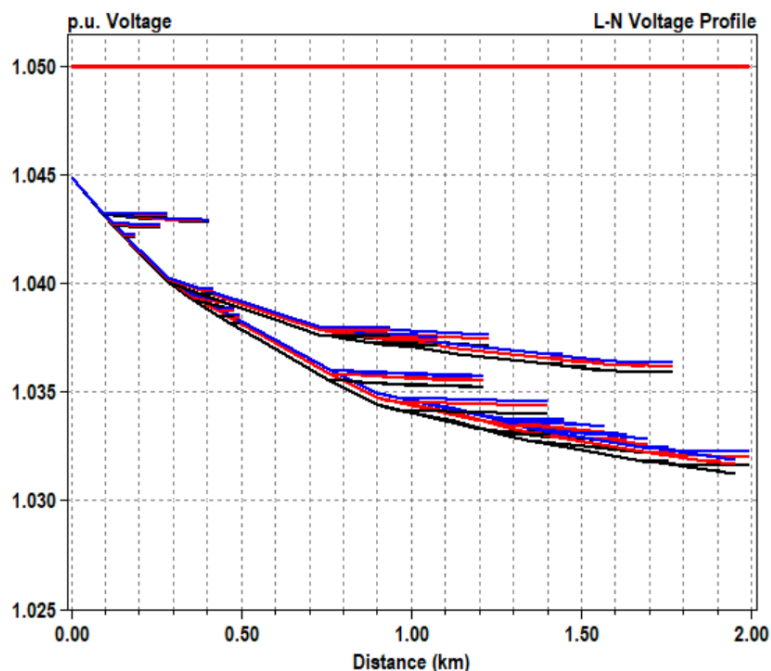


Figura 26: Perfil de tensão ao longo das linhas de transmissão do Campus em dias úteis.

Cada traço retilíneo representa uma linha e cada cor representa uma fase. Dentro do programa, as cores preto, vermelho e azul representam as fases 1, 2 e 3, respectivamente.

A norma da NTD 6.05 da CEB impõe limites ao fornecimento de energia em tensão primária de distribuição, e estabelece que a tensão recebida precisa estar dentro dos limites de 95% e 105%, ou seja, 0.95 e 1.05 p.u. Desta forma, a tensão que chega às unidades consumidoras está em conformidade com a norma.

O perfil de tensões e a potência instantânea do circuito são maior enfoque nas análises de profundidade, tendo em vista que são os pontos que descrevem melhor a resposta do sistema à sua implantação.

A tabela 6 mostra o condensado dos resultados da simulação para o caso base.

Barra com a maior tensão	Barra com a menor tensão	Consumo ativo diário (kWh)	Consumo reativo diário (kVarh)	Demanda máxima 3ϕ (kVA)
SourceBus	bus54.cespe_hsb	70830.30	29883.70	4529.47

Perdas ativas diárias (kWh)	Perdas reativas diárias (kvarh)	Perdas máximas (kW)	Elementos em sobre-tensão
791.59	813.83	56.91	Nenhum

Tabela 6: Resumo da potência para o caso base em dias úteis.

Pode-se observar que o sistema de forma geral está saudável. Nenhum elemento do circuito está sobrecarregado e todas as linhas trabalham com folga, bem como os transformadores. As perdas totais contabilizam cerca de 1.12% do consumo total, valor relativamente baixo se comparado a sistemas de distribuição típicos, que variam de 1% a 10% em sistemas menos saudáveis.

O barramento com a menor tensão durante todo o dia é o barramento do cespe, unicamente por ser o barramento com o caminho mais longo a ser percorrido pelo fluxo de potência. Ainda assim, o menor valor atingido é de 1.0312 p.u., mantendo uma margem de mais de 8% acima do limite mínimo imposto pela CEB.

7.1.2 Finais de semana e feriados (Caso Base)

A simulação do caso base para o final de semana foi feita na mesma forma dos dias úteis. Tentando acompanhar o consumo médio do Campus, que foi de 44 MWh para um dia de fim de semana típico, os valores do DSS novamente se mostraram levemente mais altos, acusando 49 MWh de consumo. A figura 27 o perfil de carga no medidor geral.

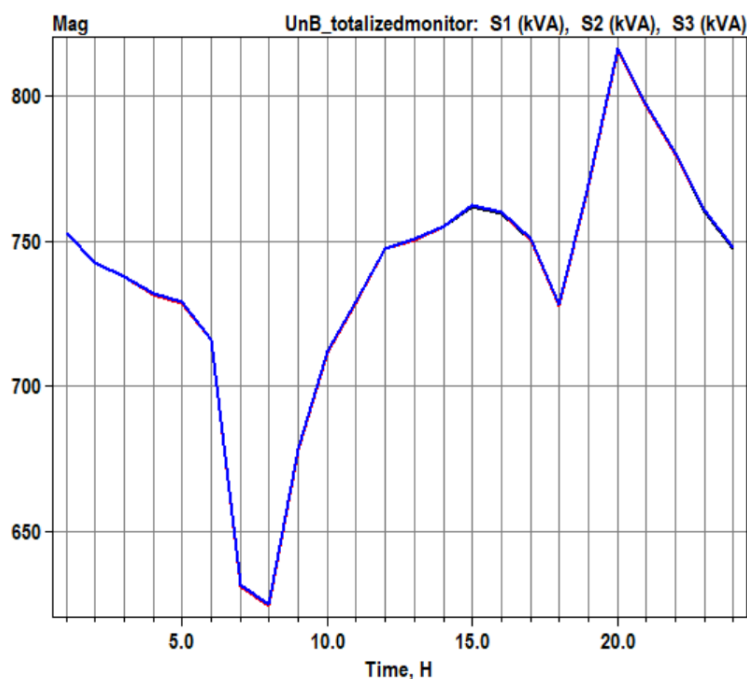


Figura 27: Perfil de carga no medidor geral do Campus no final de semana.

Diferentemente dos dias úteis, o perfil de carga dos finais de semana mostra a grande influência da iluminação pública no consumo base da universidade. Quando a iluminação é desligada às 6:00, a carga cai drasticamente devido a baixa ocupação no Campus e a falta de demanda por energia. Já quando a iluminação é religada às 18:00 a carga volta a subir. Outro ponto importante é a mudança no horário do pico de demanda, que sai das 16:00 e vai para as 20:00, evidenciando novamente a influência da iluminação pública combinada aos eventos noturnos que ocorrem no Campus.

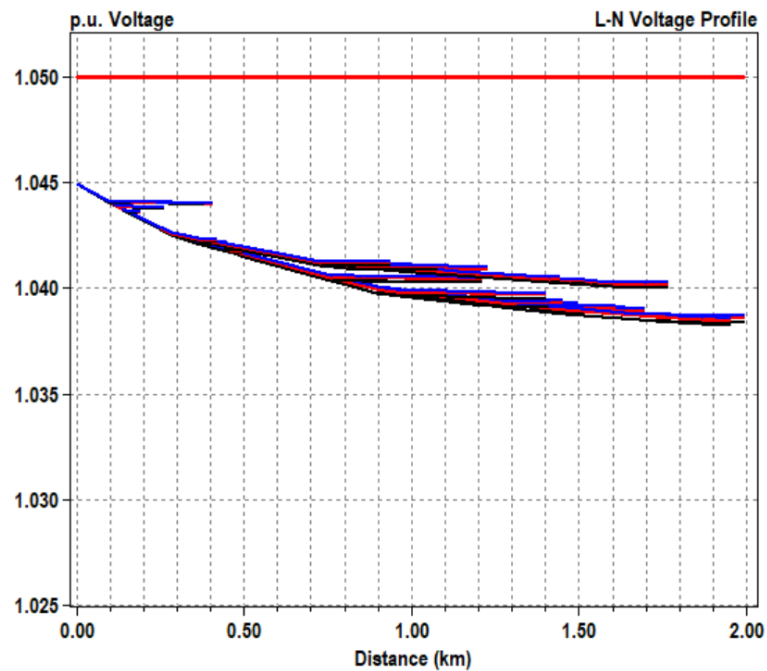


Figura 28: Perfil de tensão ao longo das linhas de transmissão do Campus em dias de fim de semana.

O perfil de tensão nas linhas de transmissão durante o fim de semana mostra-se levemente superior em relação aos dias úteis. A diminuição nas cargas acarreta uma diminuição nas perdas gerais do sistema de distribuição, diminuindo assim a queda de tensão nos barramentos mais distantes da fonte.

A tabela 7 mostra os resultados totais da simulação para o fim de semana, evidenciando mais uma vez a proximidade do modelo computacional ao caso real.

Barra com a maior tensão	Barra com a menor tensão	Consumo ativo diário (kWh)	Consumo reativo diário (kVarh)	Demanda máxima 3ϕ (kVA)
SourceBus	bus54.cespe_hsb	49073.42	20332.62	2448.52
Perdas ativas diárias (kWh)	Perdas reativas diárias (kvarh)	Perdas máximas (kW)	Elementos em sobre-tensão	
398.81	369.57	21.89	Nenhum	

Tabela 7: Resumo da potência para o caso base em dias de fim de semana.

No fim de semana o sistema funciona com folga, nenhum elemento em sobrecarga e nenhum barramento em sobre ou subtensão. O consumo e as perdas diminuem proporcionalmente e os barramentos com a maior e menor tensão se mantêm.

O modelo se mostrou então válido e extremamente próximo aos valores reais da universidade, mesmo contendo estimativas nas cargas e a falta de medições reais em cada transformador. Com um modelo válido e utilizável em mãos, pôde-se então partir para as análises de profundidade de GDFV.

7.2 25% de profundidade de GDFV

No caso de 25% de profundidade, a geração distribuída corresponde a 25% do consumo total de pico do Campus em dias úteis. Este valor corresponde a um arranjo fotovoltaico com capacidade nominal de geração de aproximadamente 974 kVA.

Para as simulações de profundidade, os arranjos fotovoltaicos foram criados com as características de potência por temperatura, eficiência por potência e tensão

por corrente descritas no capítulo 5, as únicas características que mudam de uma simulação para a outra são a potência de pico do arranjo a $1kW/m^2$ e a potência do inversor.

Para a simulação de 25% de profundidade, a potência do inversor foi escolhida de forma a compensar as perdas por eficiência (80% de eficiência para 75% de carga) e as possíveis sobregravações devido a alta irradincia (quase 1.2 p.u. nos dias de maior insolação) no Distrito Federal. Por fim, cada arranjo ficou com potência de pico de 486 kW e cada inversor ficou com 750 kVA. A seguir têm-se os resultados para as simulações para cada dia típico.

7.2.1 Dias úteis (25%)

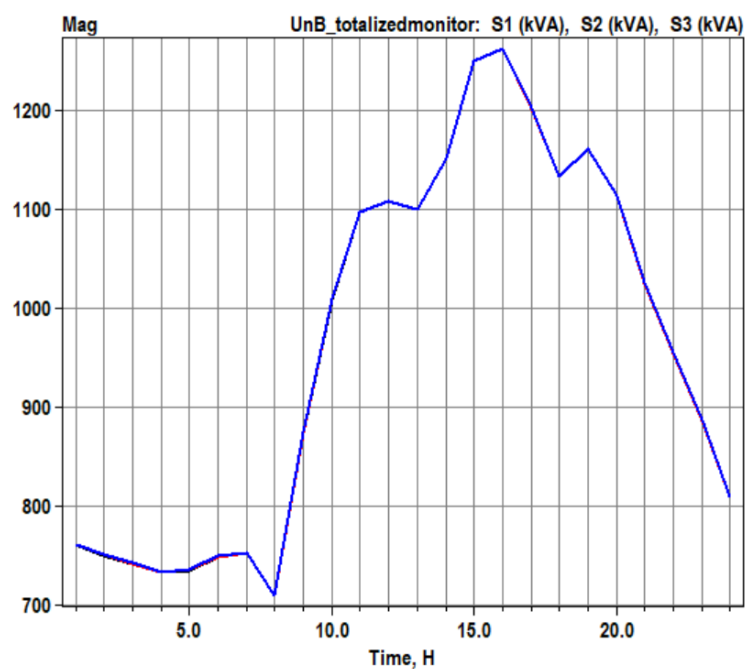


Figura 29: Perfil de carga no medidor geral do Campus num dia útil com 25% de profundidade de GDFV.

Começando pelo perfil de carga no medidor geral mostrado na figura 29, pode-se observar os efeitos da GDFV no sistema elétrico do Campus.

A demanda de pico já diminuiu de 4529.47 kVA para 3785.76 kVA no medidor geral, uma redução de 16.5% no pico. O consumo diário também caiu de 70830.30 para 62437.37 kWh, reduzindo assim o consumo de energia em quase 12% em dias úteis.

O perfil de tensão nas linhas nas simulações de profundidade é medido às 13:00, no pico de geração. A figura 30 evidencia o aumento da tensão nas linhas mais distantes devido a redução das perdas na distribuição.

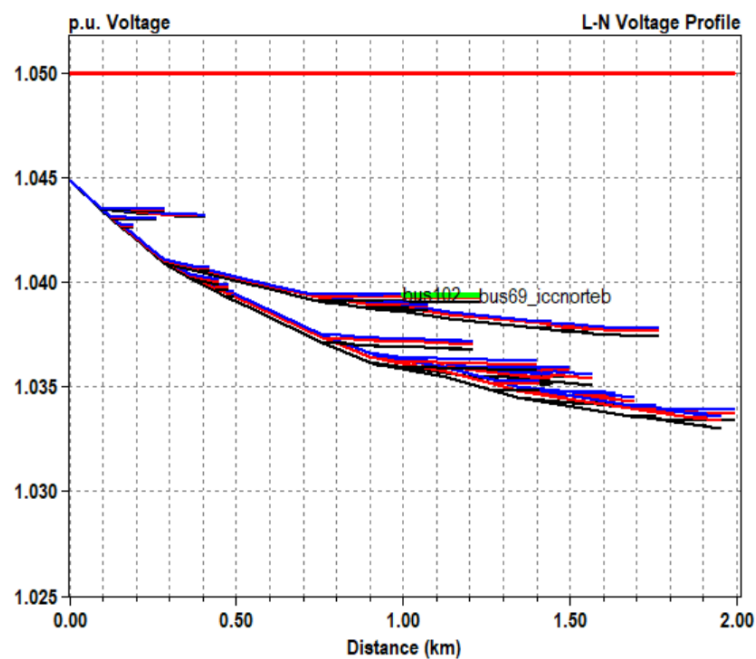


Figura 30: Perfil de tensão ao longo das linhas de transmissão do Campus em dias úteis com 25% de profundidade.

A tabela 8 faz o resumo da resposta do sistema para esta simulação. Como se pode observar, o consumo de forma geral diminui junto às perdas na distribuição que, por sua vez, diminuem cerca de 20% em relação ao caso base.

Barra com a maior tensão	Barra com a menor tensão	Consumo ativo diário (kWh)	Consumo reativo diário (kVarh)	Demanda máxima 3ϕ (kVA)
SourceBus	bus54.cespe_hsb	62437.37	29883.70	3785.76

Perdas ativas diárias (kWh)	Perdas reativas diárias (kvarh)	Perdas máximas (kW)	Elementos em sobre-tensão
694.02	764.78	46.03	Nenhum

Tabela 8: Resumo da potência para 25% de profundidade em dias úteis.

7.2.2 Finais de semana e feriados (25%)

Nos finais de semana e feriados a GDFV em 25% de profundidade não representa um problema para a concessionária. O perfil de demanda na figura 31 deixa claro o benefício da implantação da geração, mantendo a demanda de pico mas reduzindo o consumo diário de energia em 17% durante os finais de semana.

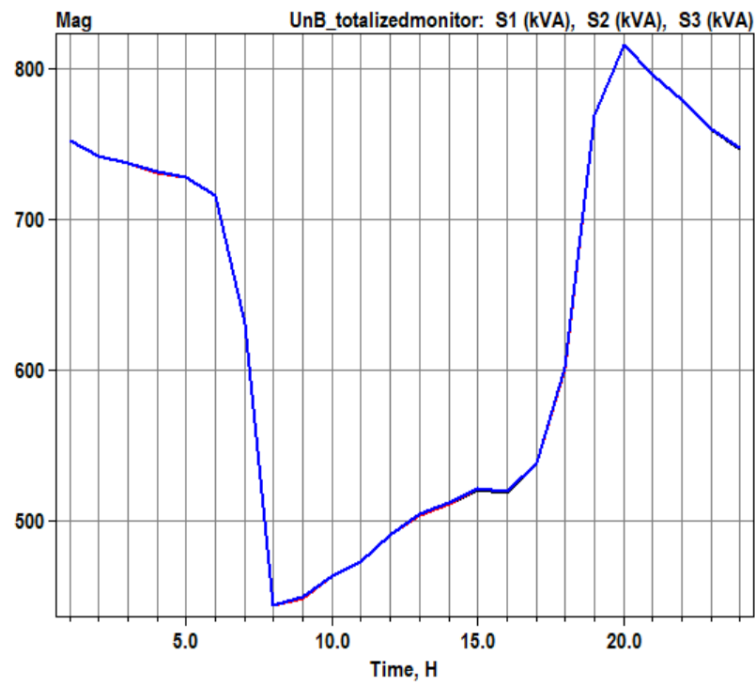


Figura 31: Perfil de carga no medidor geral do Campus num dia de final de semana com 25% de profundidade de GDFV.

O perfil de tensão já começa a mostrar os efeitos da GDFV na tensão com a ligeira elevação nas barras bus69_ICCNORTEBCE e bus68_ICCSUL se comparado ao perfil sem geração mostrado na figura 28.

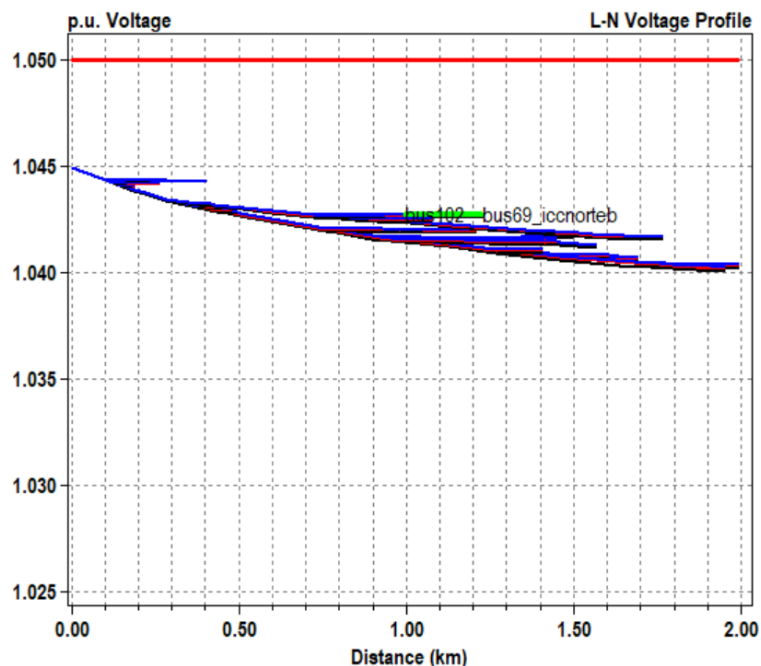


Figura 32: Perfil de tensão ao longo das linhas de transmissão do Campus em dias de fim de semana com 25% de profundidade.

A tabela 9 mostra a resposta aos 25% de GDFV do sistema nos finais de semana.

Barra com a maior tensão	Barra com a menor tensão	Consumo ativo diário (kWh)	Consumo reativo diário (kVarh)	Demanda máxima 3 ϕ (kVA)
SourceBus	bus54_cespe_hsb	40703.87	20307.44	2448.52
Perdas ativas diárias (kWh)	Perdas reativas diárias (kvarh)	Perdas máximas (kW)	Elementos em sobre-tensão	
351.00	345.76	21.89	Nenhum	

Tabela 9: Resumo da potência para 25% de profundidade em dias de fim de semana.

Vê-se que o consumo de energia vinda da concessionária diminuiu mas, como o pico de demanda nos finais de semana é durante as 19:00, horário no qual a geração fotovoltaica já cessou, a demanda máxima e as perdas máximas se mantiveram iguais as do caso base.

7.3 50% de profundidade de GDFV

Para a simulação de 50% de profundidade, a potência de cada inversor foi ajustada para 1500 kVA para comportar a geração de de cada um dos dois arranjos de 974 kVA.

7.3.1 Dias úteis (50%)

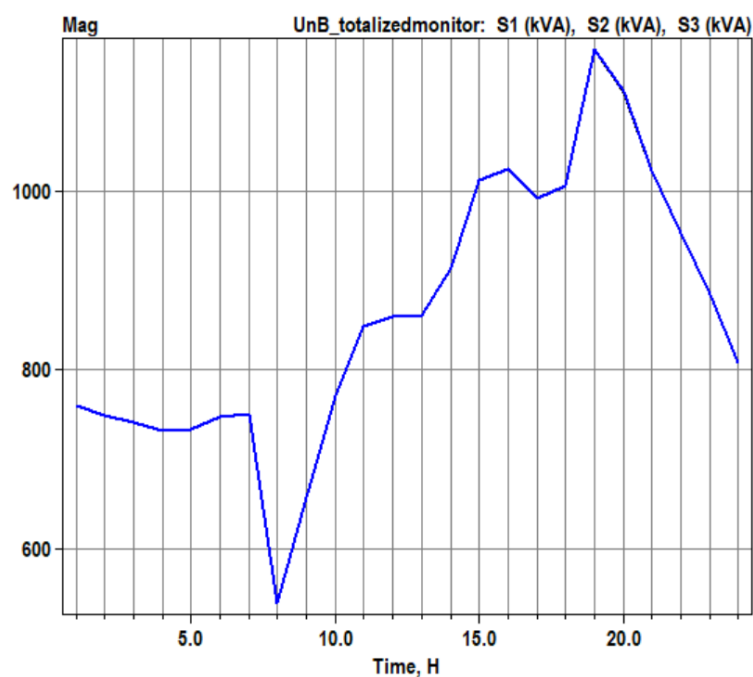


Figura 33: Perfil de carga no medidor geral do Campus num dia útil com 50% de profundidade de GDFV.

Pode-se observar já os efeitos da GDFV de forma mais drástica, levando a uma queda brusca no consumo pela parte da manhã, uma queda moderada no período da tarde e no início da noite, quando a geração cessa, a demanda chega em seu valor máximo de 3479.59 kVA. Desta forma, o pico sai das 16:00 e vai para as 19:00.

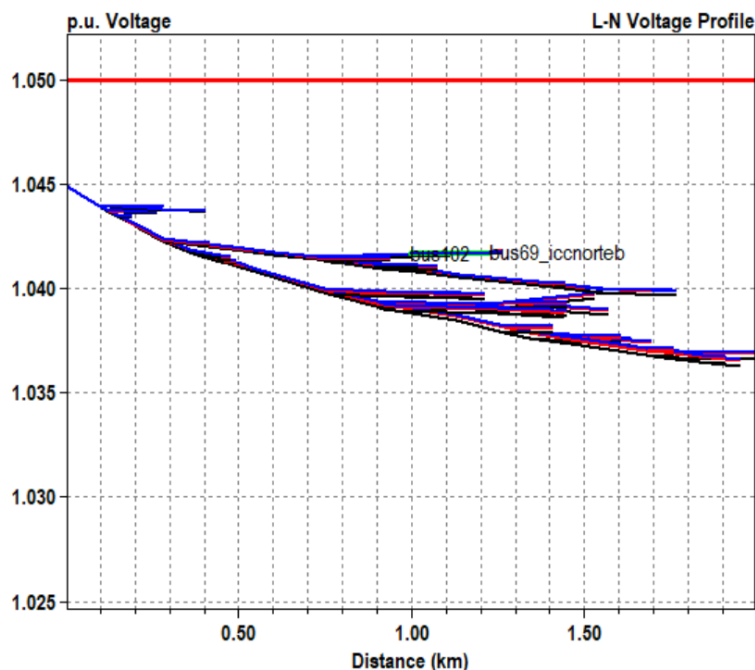


Figura 34: Perfil de tensão ao longo das linhas de transmissão do Campus em dias úteis com 50% de profundidade.

O perfil de tensão mostra um aumento geral na tensão de todos os barramentos às 12:00. Os barramentos de entrada (*SourceBus*) e do CESPE são novamente o de a maior e menor tensão, respectivamente. A tensão na barra do ICC Norte sofre mais um acréscimo e começa a sobressair em relação a tensão no início da linha derivação que leva até lá. A tabela 10 mostra a queda no consumo diário, na demanda máxima e nas perdas para este caso.

Barra com a maior tensão	Barra com a menor tensão	Consumo ativo diário (kWh)	Consumo reativo diário (kVarh)	Demanda máxima 3ϕ (kVA)
SourceBus	bus54.cespe_hsb	53987.95	29431.38	3479.59
Perdas ativas diárias (kWh)	Perdas reativas diárias (kvarh)	Perdas máximas (kW)	Elementos em sobre-tensão	
638.24	349.22	38.42	Nenhum	

Tabela 10: Resumo da potência para 50% de profundidade em dias úteis.

7.3.2 Finais de semana e feriados (50%)

Os 50% de GDFV ainda não são capazes de gerar *back-flow*, como se pode observar no perfil de demanda da figura 35.

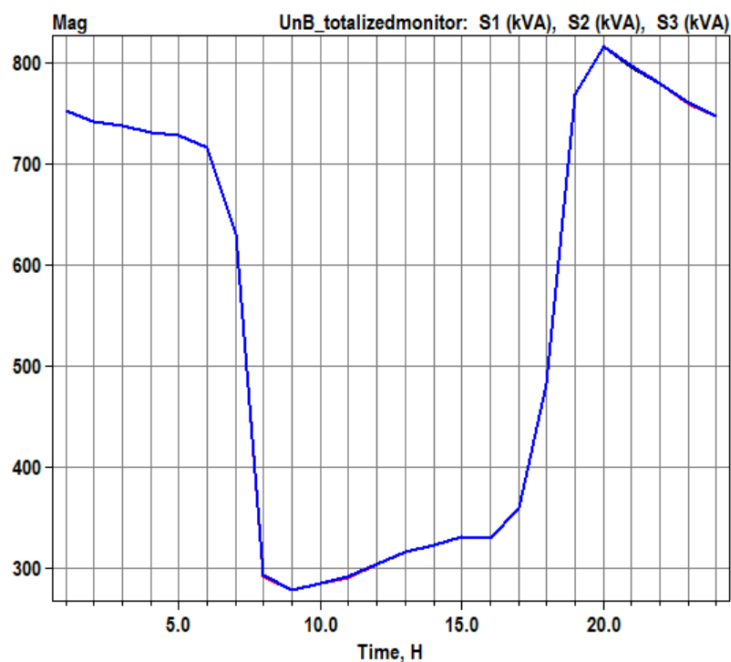


Figura 35: Perfil de carga no medidor geral do Campus num dia de final de semana com 50% de profundidade de GDFV.

O perfil de tensão ao meio dia mostrado na figura 36 já evidencia que nos fins de semana este é o máximo de geração possível sem armazenamento. Os barramentos do ICC Norte e do ICC Sul estão prestes a ultrapassar a tensão na entrada do sistema do Campus. Nesta simulação a tensão de entrada considerada foi de 1.045 p.u. mas podem haver dias nos quais a tensão de entrada está mais próxima dos 1.05 p.u. máximos regulamentados pela CEB. Desta forma, valores de profundidade maiores que 50% podem gerar fluxo reverso de potência e até mesmo danificar equipamentos mais sensíveis a sobretensão.

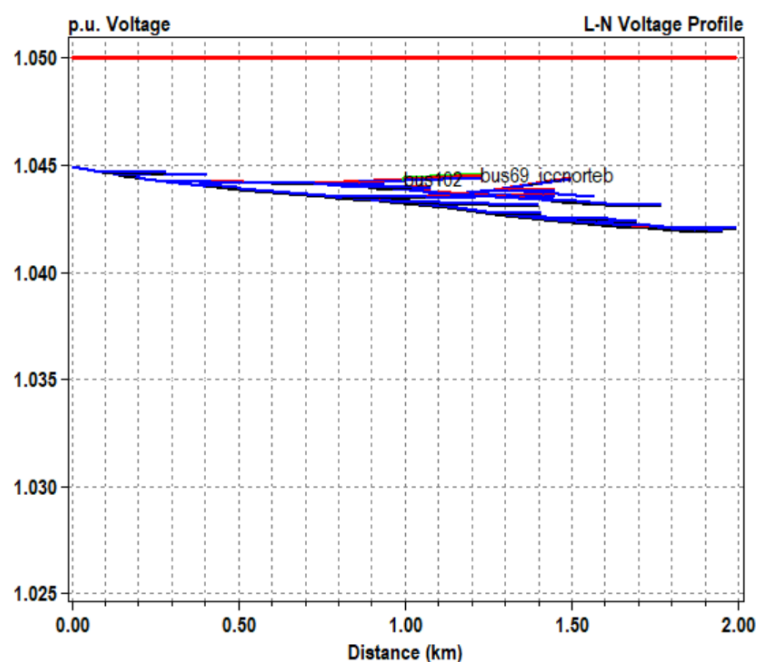


Figura 36: Perfil de tensão ao longo das linhas de transmissão do Campus em dias de fim de semana com 50% de profundidade.

A tabela 11 condensa a resposta aos 50% de GDFV do sistema nos finais de semana e novamente o pico de demanda se dá às 19:00, logo após o fim da geração, mantendo-se no valor de 2448.52 kVA bem como as perdas máximas que se mantêm iguais aos valores para 25%.

Barra com a maior tensão	Barra com a menor tensão	Consumo ativo diário (kWh)	Consumo reativo diário (kVarh)	Demanda máxima 3ϕ (kVA)
SourceBus	bus54.cespe_hsb	32331.72	20296.66	2448.52
Perdas ativas diárias (kWh)	Perdas reativas diárias (kvarh)	Perdas máximas (kW)	Elementos em sobre-tensão	
336.24	336.25	21.89	Nenhum	

Tabela 11: Resumo da potência para 50% de profundidade em dias de fim de semana.

7.4 100% de profundidade de GDFV

A profundidade de geração de 100% chega finalmente ao ponto chave deste trabalho. A sobretensão gerada pela GDFV é um problema real e que pode causar gerar mais problemas que benefícios a partir de certo ponto. Como explicado no capítulo 5, não é possível ainda instalar baterias entre os painéis e o inversor, por isso as análises com armazenamento não foram realizadas. Os resultados para 100% de profundidade seguem nas próximas subseções.

7.4.1 Dias úteis (100%) sem armazenamento

Para um arranjo fotovoltaico de tamanha potência hipoteticamente sem armazenamento, o sistema elétrica do Campus responderia como o mostrado na figura 37. Pode-se então notar a queda brusca na demanda assim que a o Sol começa a iluminar os painéis e alta súbita ao pôr do Sol.

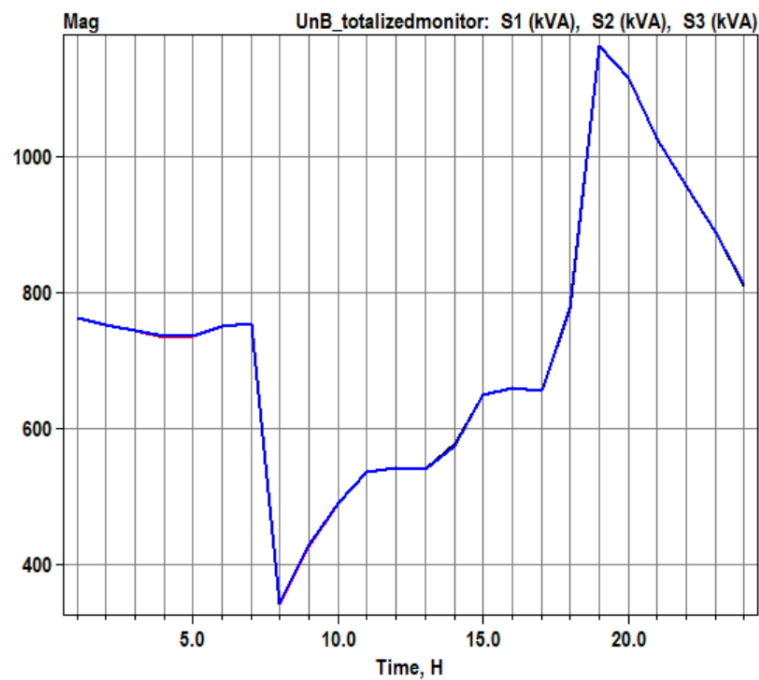


Figura 37: Perfil de carga no medidor geral do Campus num dia útil com 100% de profundidade de GDFV.

Não há fluxo reverso de potência durante os dias úteis, mas variações bruscas na potência geram também variações de tensão que podem ser prejudiciais a equipamento sensíveis. Outro ponto é a sobretensão gerada no barramento do ICC Norte, ou seja, a linha de transmissão e o transformador da subestação estão com tensão acima do barramento de entrada, como mostrado na figura 38. Só por esta sobretensão, um arranjo de armazenamento já se faz necessário.

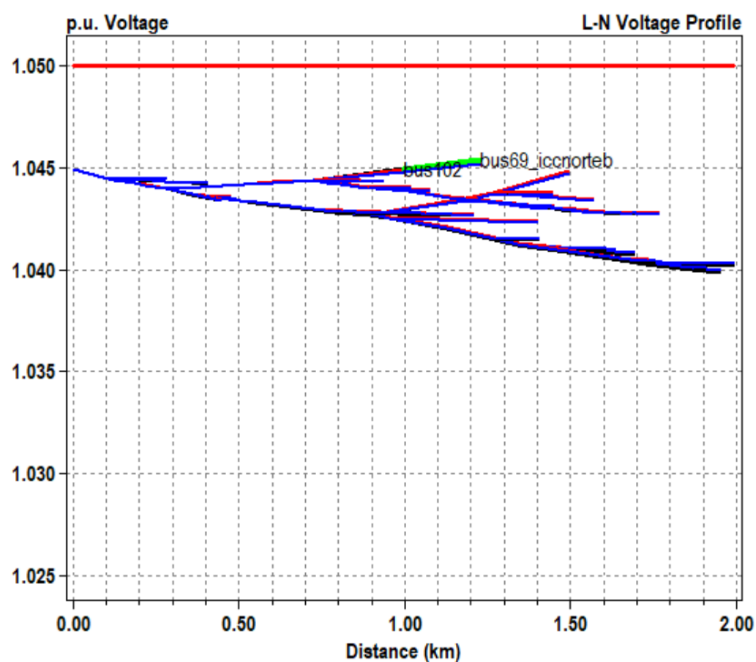


Figura 38: Perfil de tensão ao longo das linhas de transmissão do Campus em dias úteis com 100% de profundidade.

A tabela 12 resume a resposta do sistema à 100% de profundidade, evidenciando uma diminuição no consumo e nas perdas mas um aumento na máxima demanda em relação ao caso de 50%.

Barra com a maior tensão	Barra com a menor tensão	Consumo ativo diário (kWh)	Consumo reativo diário (kVarh)	Demanda máxima 3 ϕ (kVA)
SourceBus	bus54_cespe_hsb	37185.77	29769.59	3485.81
Perdas ativas diárias (kWh)	Perdas reativas diárias (kvarh)	Perdas máximas (kW)	Elementos em sobre-tensão	
602.20	705.20	37.90	2	

Tabela 12: Resumo da potência para 100% de profundidade em dias úteis.

7.4.2 Finais de semana e feriados (100%) sem armazenamento

Nos finais de semana o *back-flow* é crítico. O openDSS interpreta a potência em módulo, ou seja, no perfil de demanda mostrado na figura 39 quando há uma reversão da carga no intervalo das 08:00 até as 18:00 na verdade há uma demanda negativa de potência. A GDFV do Campus está injetando energia de volta na rede chegando a uma potência instantânea de aproximadamente 550 kVA.

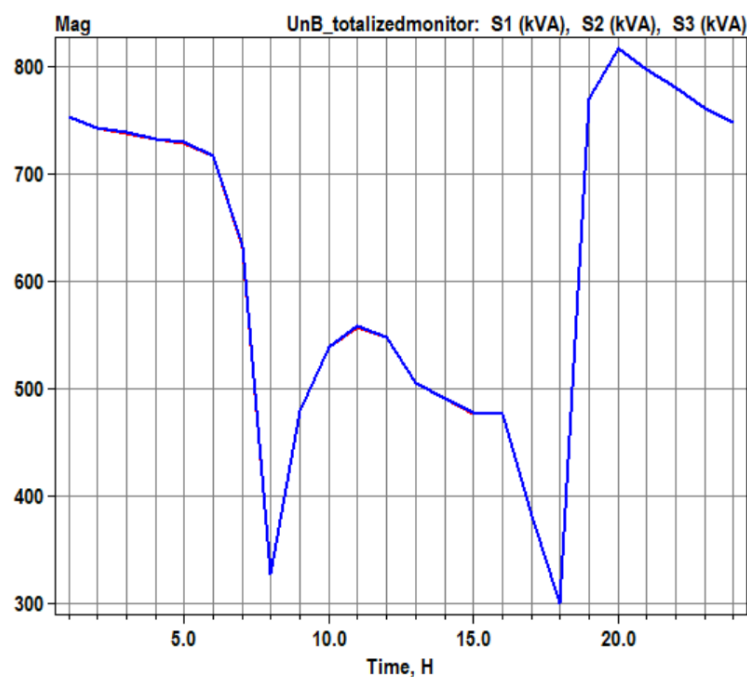


Figura 39: Perfil de carga no medidor geral do Campus num dia de final de semana com 100% de profundidade de GDFV.

O fluxo reverso de potência se faz presente junto a uma alta sobretensão em todo o sistema, como mostrado na figura 40. Neste caso o arranjo de armazenamento já se mostra imprescindível. Nenhum barramento da distribuição interna do Campus está com tensão abaixo do barramento de entrada, ou seja, todos os elementos do circuito da universidade estão em sobretensão ao meio-dia.

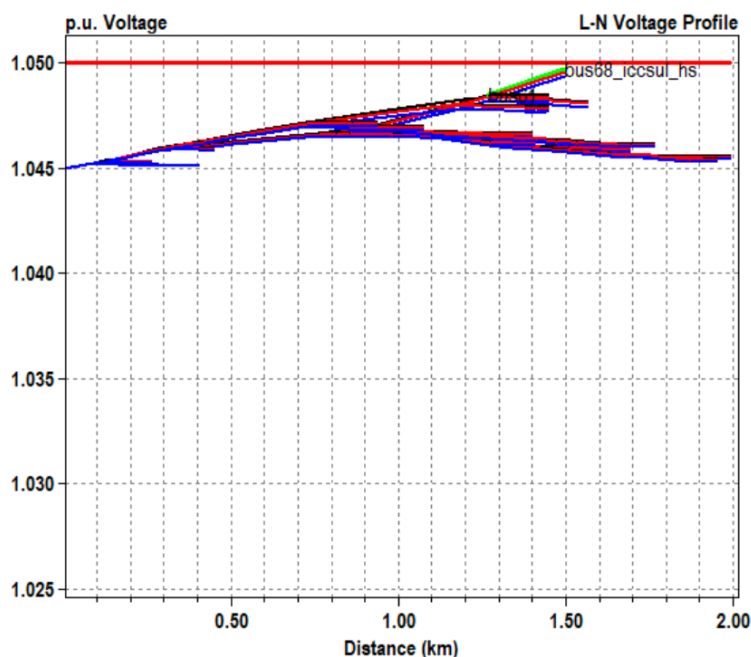


Figura 40: Perfil de tensão ao longo das linhas de transmissão do Campus em dias de fim de semana com 100% de profundidade.

A tabela 13 mostra os efeitos disso sobre a potência as perdas totais do sistema.

Barra com a maior tensão	Barra com a menor tensão	Consumo ativo diário (kWh)	Consumo reativo diário (kVarh)	Demanda máxima 3 ϕ (kVA)
SourceBus	bus54_cespe_hsb	15625.01	20318.13	2448.52
Perdas ativas diárias (kWh)	Perdas reativas diárias (kvarh)	Perdas máximas (kW)	Elementos em sobre-tensão	
405.63	360.63	21.89	todos	

Tabela 13: Resumo da potência para 100% de profundidade em dias de fim de semana.

Apesar de a demanda energia diária ser de 15625 kWh, durante todo o período de 08:00 até 18:00 o Campus está injetando uma média de 1100 kWh por hora de

volta da rede elétrica da CEB. As perdas acumuladas aumentam em relação ao caso de 50% devido ao fato de o módulo da energia total que corre nas linhas ao longo do dia ser maior com 100%. Fica evidente aqui o problema da sobretensão e do fluxo reverso de potência em GDFV de alta potência.

A tabela 14 agrega os resultados mais importantes de todas as simulações.

Simulação	Barra com a maior tensão	Barra com a menor tensão	Consumo ativo diário (kWh)	Consumo reativo diário (kVarh)
DUCB	SourceBus	Cespe	70830.30	29883.70
FDSCB	SourceBus	Cespe	49073.42	20332.62
DU25	SourceBus	Cespe	62437.37	29883.70
FDS25	SourceBus	Cespe	40703.87	20307.44
DU50	SourceBus	Cespe	53987.95	29431.38
FDS50	SourceBus	Cespe	32331.72	20296.66
DU100	ICC Norte	Cespe	37185.77	29769.59
FDS100	ICC Norte	Cespe	15625.01	20318.13

Simulação	Demanda máxima 3ϕ (kVA)	Perdas ativas diárias (kWh)	Perdas máximas (kW)	Elementos em sobretensão
DUCB	4529.47	791.59	56.91	Nenhum
FDSCB	2448.52	398.81	21.89	Nenhum
DU25	3785.76	694.02	46.03	Nenhum
FDS25	2448.52	351.00	21.89	Nenhum
DU50	3479.59	638.24	38.42	Nenhum
FDS50	2448.52	336.25	21.89	Nenhum
DU100	3485.81	602.20	37.90	2
FDS100	2448.52	360.63	21.89	Todos

Tabela 14: Resumo de todas as simulações.

A diminuição na demanda por energia da concessionária por parte do Campus é gradual com o aumento da GDFV. Os problemas começam a aparecer para valores mais altos de geração mas ainda assim a alta geração é vantajosa. Com 25%, 50%

e 100% de profundidade, conseguiu-se uma redução de aproximadamente 12%, 24% e 48% no consumo em kWh, respectivamente, nos dias úteis. Os valores passam a ser ainda mais interessantes nos finais de semana, onde a redução é de aproximadamente 17%, 34% e 68% para cada caso.

O armazenamento da potência excedente gerada ao meio dia é a solução ideal para os problemas de sobre tensão e *back-flow*. Para o caso da implementação real de GDFV no telhado do ICC, um arranjo de baterias como o descrito do capítulo 5 seria o ideal.

8 Conclusão

O futuro do sistema elétrico brasileiro é baseado na inclusão de novas tecnologias de geração e gerenciamento de consumo de energia. Este novo cenário requer estudo ostensivo e análises constantes de impacto da implantação destas novas alegorias energéticas.

Softwares como o OpenDSS são essenciais para estes estudos por trazerem quase todas as ferramentas necessárias para esse tipo de trabalho. O modelo computacional criado se mostrou fiel ao caso real e utilizável para os mais diversos estudos de impacto no Campus, sejam eles em GDFV, geração eólica, implementação de carregadores para carros elétricos, progressão de carga, ou qualquer outro relacionado ao futuro do sistema elétrico. Os códigos criados ficarão como legado aos próximos alunos dispostos a realizar tais estudos e foram feitos justamente com este intuito, o conhecimento a favor de todos.

O circuito de distribuição de energia da Campus Darcy Ribeiro é um sistema saudável no sentido de estar operando com certa folga. Os transformadores de entrada dos prédios também operam de forma saudável, nenhum deles está em sobrecarga.

As simulações realizadas mostraram que para um arranjo de GDFV concentrado exclusivamente no ICC, o máximo de profundidade de geração sem armazenamento possível é próximo do 50% (1948 kVA de pico de geração), uma vez que não gera sobretensões nem fluxo reverso de potência por ter toda a potência gerada sendo consumida instantaneamente.

Recomenda-se então o prosseguimento de estudos acerca do assunto e a distribuição da geração ao longo dos prédios com Campus, evitando assim a concentração de problemas em certos pontos da distribuição e mitigando os efeitos negativos da implantação de geração distribuída fotovoltaica.

Por fim, recomenda-se também que este projeto seja colocado em prática. A Fundação Universidade de Brasília gasta hoje, cerca de 1.2 milhão de reais por mês com a conta de luz referente apenas ao medidor da Gleba A do Campus Darcy Ribeiro. A economia em energia por mês paga o sistema fotovoltaico em poucos anos e pode ser revertido para outras melhorias de infraestrutura na universidade.

Trabalhos futuros:

- Melhoras no modelo. A partir de medições reais atualizadas, pode-se montar um modelo mais fidedigno e deixar as aproximações e estimativas apenas para as projeções futuras do sistema;
- Desenvolvimento de uma DLL customizada na qual o PVSystem já incluía um sistema de armazenamento antes do inversor;
- Depois da melhoria do modelo para o caso base, distribuir de fato a geração pelos prédios da universidade de forma que cada um gere exatamente aquilo que vá consumir;
- Por fim, uma auditoria elétrica para identificar problemas, propor melhorias, prever limitações e fazer um estudo de viabilidade da mudança na demanda contratada pela prefeitura do Campus.

Referências

ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no sistema elétrico nacional (prodist): Módulo 8-qualidade da energia elétrica. ANEEL Resolução Normativa, 2010. v. 424, p. 2010.

CAMARGOS, Ronaldo Sérgio Chacon. Método para a Identificação dos Limites de Geração Distribuída Fotovoltaica que Alteram a Necessidade de Reforços Detectada pelo Planejamento da Expansão de Sistemas de Distribuição de Média Tensão [Distrito Federal] 2016. 195p. Dissertação de Mestrado Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia. Brasília, 2016.

EPRI. Open PVSystem Model. Disponível em: <<https://sourceforge.net/projects/electricdss/>>. Acesso em: 2 de Dez, 2017.

EPRI. OpenDSS User Manual. Disponível em: <<https://sourceforge.net/projects/electricdss/>>. Acesso em: 2 de Dez, 2017.

KAGAN, N. et al. Redes elétricas inteligentes no brasil: análise de custos e benefícios de um plano nacional de implantação. Rio de Janeiro, Synergia Editora, 2013.

OLIVEIRA, L. S. Gestão de Energia no Campus da UnB. 2006. 219p. Dissertação de Mestrado Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia. Brasília, 2006.

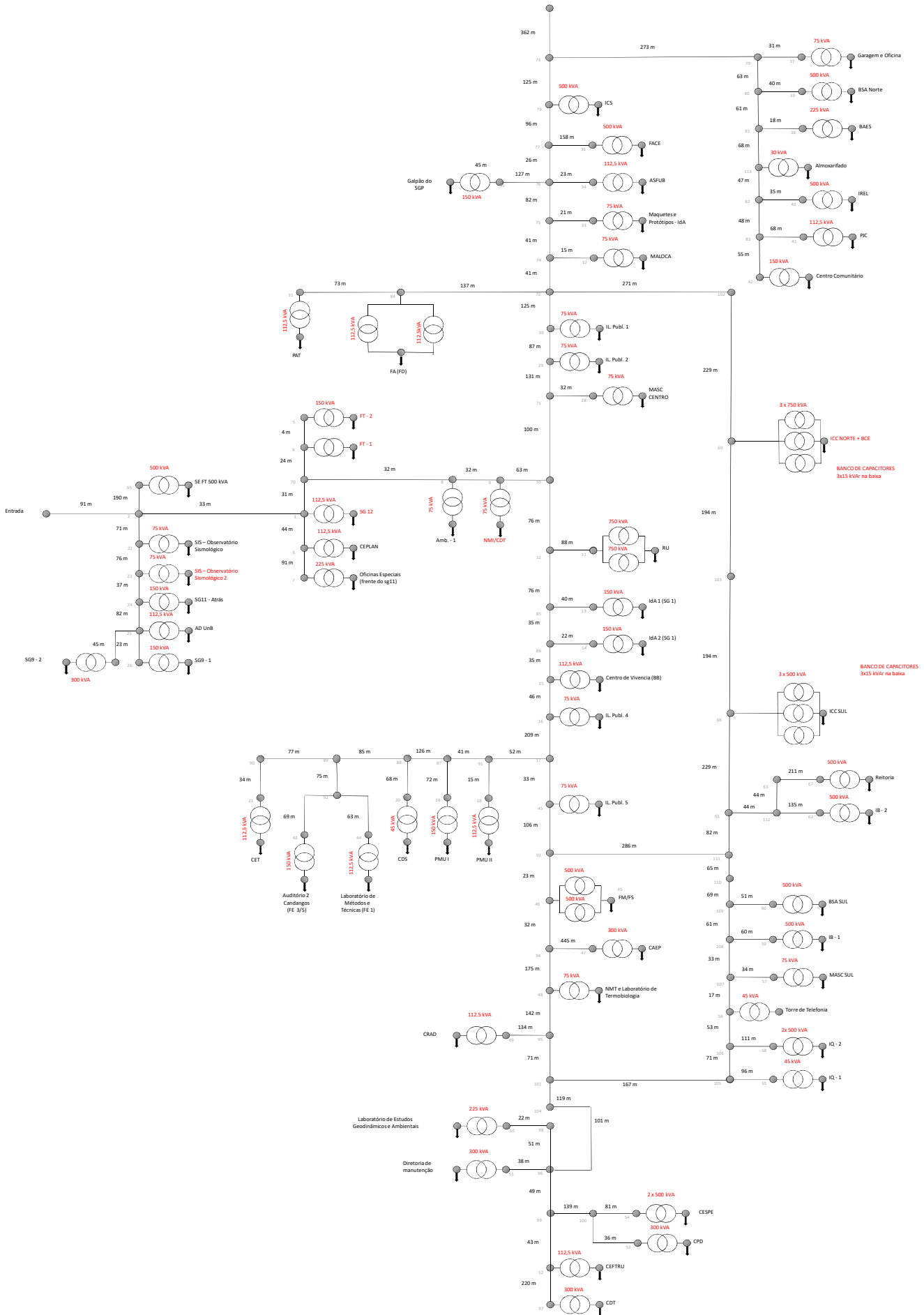
RADATZ, P. R. R. F. Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS. 2015. 191 p. Trabalho de formatura - Escola Politécnica da USP, São Paulo, 2015.

UNB. Mapa do Campus Darcy Ribeiro. Disponível em: <http://www.prefeitura.unb.br/index.php?option=com_content&view=article&id=611&Itemid=419>. Acesso em: 30 de Abr, 2017.

A Diagrama Unifilar - 2017 - UnB

Espaço deixado em branco intencionalmente.

Diagrama Unifilar UnB Gleba A - 2017



B Demandas do Campus (2006/2017)

Espaço deixado em branco intencionalmente.

B.1

PRÉDIO	Transformador	Valor Base - Demanda Média (kW)	Tipo de Curva																								
			00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	
Almoxarifado Central	30	4,33	0,42	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,45	0,26	0,75	2,57	2,95	3,1	2,83	2	1,83	2,16	2,86	2,68	1,3	0,49	0,5	0,49	0,48	0,46	0,46
CEFRU	112,5	16,23	0,56	0,59	0,58	0,57	0,57	0,56	0,53	0,59	1,1	1,47	1,61	1,67	1,59	1,64	2,02	2,23	2,22	2,06	1,54	1,28	1,01	0,85	0,73	0,67	
Centro Comunitário	150	21,64	0,79	0,74	0,7	0,66	0,67	0,65	0,31	0,32	0,4	0,43	0,39	0,36	0,4	0,43	0,5	0,54	0,92	2,82	3,22	3,06	2,71	2,01	1,61		
CEPLAN	112,5	16,23	0,45	0,46	0,45	0,43	0,43	0,43	0,53	0,79	1,03	1,22	1,25	1,29	1,1	0,87	1,15	1,13	1,15	1,03	0,7	0,64	0,6	0,57	0,55		
FACE	500	72,15	0,88	0,95	0,94	0,92	0,92	0,91	0,76	0,85	1,41	1,66	1,76	1,68	1,41	1,39	1,62	1,77	1,84	2,03	2,26	2,36	2,25	2,01	1,63		
FE_03/FE_05	150	21,64	0,64	0,63	0,61	0,6	0,59	0,58	0,35	0,68	1,33	1,5	1,58	1,51	1,38	1,38	1,6	1,73	1,71	1,61	1,62	1,53	1,41	1,15	0,81		
FM/FS	1000	144,30	0,63	0,68	0,68	0,67	0,67	0,66	0,56	0,85	1,39	1,65	1,79	1,73	1,54	1,51	1,85	1,96	1,8	1,43	1,13	1,01	0,9	0,83	0,77		
FT_NMI	75	10,82	0,73	0,78	0,77	0,76	0,76	0,75	0,75	0,78	1,05	1,24	1,34	1,38	1,34	1,32	1,4	1,48	1,45	1,42	1,29	1,13	1,02	0,92	0,85		
FT - SE FT	500	72,15	0,68	0,72	0,69	0,69	0,68	0,67	0,56	0,66	1,18	1,44	1,58	1,57	1,28	1,28	1,74	1,93	1,9	1,74	1,44	1,24	1,05	0,94	0,85		
Garagem e Oficina	75	10,82	0,84	0,99	0,96	0,95	0,96	0,97	0,69	1,1	1,29	1,25	1,2	1,08	0,97	1,07	1,25	1,16	1,24	1,14	1,32	1,43	1,41	1,35	1,3		
ICC Norte	2250	324,67	0,67	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,67	0,85	1,24	1,42	1,53	1,51	1,4	1,38	1,53	1,62	1,59	1,49	1,33	1,26	1,18	1,07	0,95		
ICC Sul	1500	216,44	0,57	0,64	0,63	0,62	0,61	0,6	0,57	0,76	1,33	1,62	1,77	1,77	1,6	1,57	1,84	1,92	1,87	1,63	1,26	1,1	0,97	0,86	0,77		
NMT	75	10,82	0,83	0,91	0,9	0,89	0,88	0,87	0,7	0,56	0,88	1,26	1,44	1,41	1,22	1,2	1,4	1,53	1,41	1,23	1,31	1,25	1,13	1,04	1		
SIS	150	21,64	0,72	0,83	0,82	0,82	0,81	0,8	0,62	0,55	0,98	1,21	1,3	1,34	1,29	1,33	1,58	1,77	1,81	1,68	1,48	1,2	1,06	0,96	0,91		
Pavilhão Amísio Teixeira	112,5	16,23	0,4	0,28	0,24	0,23	0,23	0,24	0,4	0,64	1,34	1,49	1,74	1,72	1,61	1,45	1,45	1,53	1,74	1,8	2,18	2,42	2,31	1,95	1,31		
Pavilhão João Calmon	112,5	16,23	0,32	0,31	0,29	0,29	0,27	0,28	0,35	0,67	1,62	1,69	1,89	1,79	1,45	1,35	1,53	1,61	1,82	1,82	2,08	2,3	2,21	1,67	1,1		
PMU I	150	21,64	0,4	0,45	0,44	0,43	0,43	0,41	0,38	0,61	1,48	2	2,21	2,27	2,18	2,19	2,42	2,59	2,45	2	1,15	0,84	0,65	0,57			
PMU II	112,5	16,23	0,79	0,86	0,85	0,84	0,83	0,83	0,73	0,71	0,97	1,15	1,27	1,33	1,22	1,17	1,37	1,46	1,46	1,39	1,32	1,18	1,03	0,99			
Reitoria e BCE	1000	144,30	0,44	0,43	0,41	0,39	0,38	0,39	0,56	0,87	1,37	1,52	1,57	1,56	1,41	1,36	1,59	1,66	1,66	1,50	1,07	0,92	0,84	0,78			
RU	1500	216,44	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,55	1,04	1,36	1,49	1,66	1,44	1,49	1,64	1,85	1,97	1,88	1,65	1,31	0,82	0,35	0,31			
SG_01	150	21,64	0,6	0,65	0,63	0,61	0,6	0,59	0,57	0,64	1,08	1,44	1,75	1,71	1,36	1,37	1,85	2,05	2,01	1,73	1,46	1,4	1,23	1,01			
SG_09	300	43,29	0,55	0,59	0,55	0,52	0,51	0,5	0,48	0,57	1,14	1,61	1,87	1,95	1,65	1,62	1,98	2,26	2,19	1,85	1,28	1,09	0,96	0,89			
SG_11	150	21,64	0,62	0,68	0,67	0,66	0,65	0,65	0,56	0,61	1,28	1,52	1,66	1,65	1,28	1,29	1,92	2,08	2,07	1,8	1,34	1,13	1,03	0,91			
SG_12	112,5	16,23	0,52	0,55	0,52	0,5	0,49	0,48	0,46	0,63	1,23	1,59	1,8	1,87	1,65	1,62	1,91	2,07	2,04	1,79	1,39	1,14	0,98	0,86			
FE_01	112,5	16,23	0,2	0,26	0,15	0,15	0,15	0,18	0,14	0,46	1,38	1,68	1,77	1,72	1,63	2,03	3,39	3,82	3,63	2,67	1,29	1,5	1,51	1,33			

B.2

PRÉDIO	Transformador	Valor Base - Demanda Média (kW)	Tipo de Curva																							
			00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
Centro de vivência	112,5	36,16	0,57	0,64	0,63	0,62	0,61	0,6	0,57	0,76	1,33	1,62	1,77	1,77	1,6	1,57	1,84	1,92	1,87	1,63	1,26	1,1	0,97	0,86	0,77	0,7
CDS	45	14,46	0,57	0,64	0,63	0,62	0,61	0,6	0,57	0,76	1,33	1,62	1,77	1,77	1,6	1,57	1,84	1,92	1,87	1,63	1,26	1,1	0,97	0,86	0,77	0,7
CET	112,5	36,16	0,57	0,64	0,63	0,62	0,61	0,6	0,57	0,76	1,33	1,62	1,77	1,77	1,6	1,57	1,84	1,92	1,87	1,63	1,26	1,1	0,97	0,86	0,77	0,7
SIS2	75	24,11	0,72	0,83	0,82	0,82	0,81	0,8	0,62	0,55	0,98	1,21	1,3	1,34	1,29	1,33	1,58	1,77	1,81	1,68	1,48	1,2	1,06	0,96	0,91	0,89
ADUNB	112,5	36,16	0,44	0,43	0,41	0,39	0,38	0,39	0,56	0,87	1,37	1,52	1,57	1,56	1,41	1,36	1,59	1,66	1,66	1,50	1,07	0,92	0,84	0,78	0,70	0,62
MASC CENTRO	75	24,11	0,73	0,78	0,77	0,76	0,76	0,75	0,75	0,78	1,05	1,24	1,34	1,38	1,34	1,32	1,4	1,48	1,45	1,42	1,29	1,13	1,02	0,92	0,85	0,82
MALOCA	75	24,11	0,73	0,72	0,71	0,71	0,7	0,71	0,7	0,82	1,02	1,17	1,26	1,27	1,25	1,3	1,38	1,4	1,31	1,17	1,1	1,06	0,976	0,91	0,84	0,77
MAQUETES IDA	75	24,11	0,73	0,72	0,71	0,71	0,7	0,71	0,7	0,82	1,02	1,17	1,26	1,27	1,25	1,3	1,38	1,4	1,31	1,17	1,1	1,06	0,976	0,91	0,84	0,77
ASFUB	112,5	36,16	0,44	0,43	0,41	0,39	0,38	0,39	0,56	0,87	1,37	1,52	1,57	1,56	1,41	1,36	1,59	1,66	1,66	1,50	1,07	0,92	0,84	0,78	0,70	0,62
GALPÃO SGP	150	48,21	0,73	0,72	0,71	0,71	0,7	0,71	0,7	0,82	1,02	1,17	1,26	1,27	1,25	1,3	1,38	1,4	1,31	1,17	1,1	1,06	0,976	0,91	0,84	0,77
BAES	225	72,32	0,73	0,72	0,71	0,71	0,7	0,71	0,7	0,82	1,02	1,17	1,26	1,27	1,25	1,3	1,38	1,4	1,31	1,17	1,1	1,06	0,976	0,91	0,84	0,77
BSA NORTE	500	160,71	0,4	0,28	0,24	0,23	0,23	0,24	0,4	0,64	1,34	1,49	1,74	1,72	1,61	1,45	1,45	1,53	1,74	1,8	2,18	2,42	2,31	1,95	1,31	0,75
IREL	500	160,71	0,73	0,72	0,71	0,71	0,7	0,71	0,7	0,82	1,02	1,17	1,26	1,27	1,25	1,3	1,38	1,4	1,31	1,17	1,1	1,06	0,976	0,91	0,84	0,77
CAEP	300	96,43	0,73	0,72	0,71	0,71	0,7	0,71	0,7	0,82	1,02	1,17	1,26	1,27	1,25	1,3	1,38	1,4	1,31	1,17	1,1	1,06	0,976	0,91	0,84	0,77
CRAD	112,5	36,16	0,73	0,72	0,71	0,71	0,7	0,71	0,7	0,82	1,02	1,17	1,26	1,27	1,25	1,3	1,38	1,4	1,31	1,17	1,1	1,06	0,976	0,91	0,84	0,77
FT2	150	48,21	0,68	0,72	0,69	0,69	0,68	0,67	0,56	0,66	1,18	1,44	1,58	1,57	1,28	1,28	1,74	1,93	1,9	1,74	1,44	1,24	1,05	0,94	0,85	0,79
LAB. EST. GEO.	225	72,32	0,73	0,72	0,71	0,71	0,7	0,71	0,7	0,82	1,02	1,17	1,26	1,27	1,25	1,3	1,38	1,4	1,31	1,17	1,1	1,06	0,976	0,91	0,84	0,77
DIRETORIA DE MANUT.	300	96,43	0,73	0,72	0,71	0,71	0,7	0,71	0,7	0,82	1,02	1,17	1,26	1,27	1,25	1,3	1,38	1,4	1,31	1,17	1,1	1,06	0,976	0,91	0,84	0,77
CPD	300	96,43	0,73	0,78	0,77	0,76	0,76	0,75	0,75	0,78	1,05	1,24	1,34	1,38	1,34	1,32	1,4	1,48	1,45	1,42	1,29	1,13	1,02	0,92	0,85	0,82
CESPE	1000	321,43	0,44	0,43	0,41	0,39	0,38	0,39	0,56	0,87	1,37	1,52	1,57	1,56	1,41	1,36	1,59	1,66	1,66	1,50	1,07	0,92	0,84	0,78	0,70	0,62
PQ1	45	14,46	0,57	0,64	0,63	0,62	0,61	0,6	0,57	0,76	1,33	1,62	1,77	1,77	1,6	1,57	1,84	1,92	1,87	1,63	1,26	1,1	0,97	0,86	0,77	0,7
Torre de Telefonia	45	14,46	0,73	0,72	0,71	0,71	0,7	0,71	0,7	0,82	1,02	1,17	1,26	1,27	1,25	1,3	1,38	1,4	1,31	1,17	1,1	1,06	0,976	0,91	0,84	0,77
MASC Sul	75	24,11	0,73	0,78	0,77	0,76	0,76	0,75	0,75	0,78	1,05	1,24	1,34	1,38	1,34	1,32	1,4	1,48	1,45	1,42	1,29	1,13	1,02	0,92	0,85	0,82
IQ2	1000	321,43	0,57	0,64	0,63	0,62	0,61	0,6	0,57	0,76	1,33	1,62	1,77	1,77	1,6	1,57	1,84	1,92	1,87	1,63	1,26	1,1	0,97	0,86	0,77	0,7
IB1	1000	321,43	0,57	0,64	0,63	0,62	0,61	0,6	0,57	0,76	1,33	1,62	1,77	1,77	1,6	1,57	1,84	1,92	1,87	1,63	1,26	1,1	0,97	0,86	0,77	0,7

B.3

PRÉDIO	Transformador	Valor Base - Demanda Média (kW)	Tipo de Curva	Valor Base -																							
				00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
BSA Sul	500	752,71	DIAS ÚTEIS	0,4	0,28	0,24	0,23	0,23	0,24	0,4	0,64	1,34	1,49	1,74	1,72	1,61	1,45	1,45	1,53	1,74	1,8	2,18	2,42	2,31	1,95	1,31	0,75
Oficinas especiais	225	338,72	DIAS ÚTEIS	0,73	0,72	0,71	0,71	0,7	0,71	0,7	0,82	1,02	1,17	1,26	1,27	1,25	1,3	1,38	1,4	1,31	1,17	1,1	1,06	0,976	0,91	0,84	0,77
Ambiental 1	75	112,91	DIAS ÚTEIS	0,73	0,72	0,71	0,71	0,7	0,71	0,7	0,82	1,02	1,17	1,26	1,27	1,25	1,3	1,38	1,4	1,31	1,17	1,1	1,06	0,976	0,91	0,84	0,77
CDT	300	451,63	DIAS ÚTEIS	0,74	0,78	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	0,82	1,09	1,28	1,39	1,46	1,39	1,35	1,57	1,71	1,7	1,61	1,26	1,07	0,97	0,91	0,87	0,83
ICS	500	752,71	DIAS ÚTEIS	0,57	0,64	0,63	0,62	0,61	0,6	0,57	0,76	1,33	1,62	1,77	1,77	1,6	1,57	1,84	1,92	1,87	1,63	1,26	1,1	0,97	0,86	0,77	0,7
Fac. De direito	225	338,72	DIAS ÚTEIS	0,4	0,28	0,24	0,23	0,23	0,24	0,4	0,64	1,34	1,49	1,74	1,72	1,61	1,45	1,45	1,53	1,74	1,8	2,18	2,42	2,31	1,95	1,31	0,75
Iluminação pub. 4	75	112,91	DIAS ÚTEIS	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90
Iluminação pub. 2	75	112,91	DIAS ÚTEIS	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90
Iluminação pub. 1	75	112,91	DIAS ÚTEIS	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90
Iluminação pub. 5	75	112,91	DIAS ÚTEIS	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90	6,90
Medição Geral_2017	1825	2747,39	DIAS ÚTEIS	0,73	0,72	0,71	0,71	0,7	0,71	0,7	0,82	1,02	1,17	1,26	1,27	1,25	1,3	1,38	1,4	1,31	1,17	1,1	1,06	0,976	0,91	0,84	0,77

C Códigos do OpenDSS

C.1 Buscoords.DSS

```
!PRIMEIRA PARTE COM OS BUSES DE HSB, CURVAS E RAMIFICAÇÕES !A  
SEGUNDA PARTE É UM CLONE DOS HSBs PARA LSB. OS TRANSFOR-  
MADORES FICARÃO ENTRE ELES. !OS BUSES SEM ESPECIFICAÇÃO  
DE NOME SÃO OS DE CURVAS E RAMIFICAÇÕES
```

```
! PRIMEIRA PARTE
```

```
bus1_entrada, -47.8733311, -15.7650606
```

```
bus2_medião, -47.8728765, -15.764747
```

```
bus3_SG12_HSB, -47.8726291, -15.7645779
```

```
bus4_FT1_HSB, -47.8725862, -15.7642998
```

```
bus5_FT2_HSB, -47.872619, -15.7642804
```

```
bus6_CEPLAN_HSB, -47.8723387, -15.7648638
```

```
bus7_oficinasespeciais_HSB, -47.8718466, -15.765531
```

```
bus8_amb1_HSB, -47.872151, -15.7642507
```

```
bus9_NMICDTantigos_HSB, -47.8719069, -15.7640868
```

```
bus10, -47.8714241, -15.7637654
```

```
bus11_RU_HSB, -47.8707053, -15.7635951
```

```
bus12, -47.8710178, -15.7643256
```

```
bus13_ida1_HSB, -47.8707696, -15.7652161
```

```
bus14_ida2_HSB, -47.8706342, -15.765118
```

```
bus15_centrodevivencia_HSB, -47.8702372, -15.7653994
```

```
bus16_ILp4_HSB, -47.8699945, -15.765735
```

bus17, -47.8688867, -15.767276
bus18_PMU2_HSB, -47.8692167, -15.7675122
bus19_PMU1_HSB, -47.8698899, -15.7671682
bus20_CDS_HSB, -47.8695613, -15.7687783
bus21_CET_HSB, -47.8707656, -15.7699399
bus22_SIS_HSB, -47.8729141, -15.7652019
bus23_SIS2_HSB, -47.8725104, -15.7657608
bus24_SG11ATRAS_HSB, -47.8722361, -15.7660002
bus25_ADUNB_HSB, -47.8718687, -15.7666326
bus26_SG92_HSB, -47.8716803, -15.7665255
bus27_SG91_HSB, -47.8714851, -15.7668017
bus28_MASCCENTRO_HSB, -47.8716977, -15.763173
bus29_ILP2_HSB, -47.872505, -15.7619753
bus30_ILP1_HSB, -47.8727491, -15.7612344
bus31_PAT_HSB, -47.8710634, -15.7595914
bus32_MALOCA_HSB, -47.8730985, -15.759734
bus33_MAUQUETESIDA_HSB, -47.8731528, -15.7593048
bus34_ASFUB_HSB, -47.8731528, -15.7587989
bus35_GALPAOSGP_HSB, -47.8743048, -15.7590402
bus36_FACE_HSB, -47.871703, -15.7578618
bus37_GARAGEMEOFICINA_HSB, -47.8708877, -15.7557683
bus38_BAES_HSB, -47.8703164, -15.7568138
bus39_BSANORTE_HSB, -47.8709266, -15.7565737
bus40_IREL_HSB, -47.8696988, -15.7576908
bus41_PJC_HSB, -47.8699288, -15.7577786
bus42_CENTROCOMUN_HSB, -47.8689404, -15.7579457

bus43_AUD2CANDANGOS_HSB, -47.8715871, -15.7683111
bus44_LABMETFE1_HSB, -47.8713879, -15.7682395
bus45_ILP5_HSB, -47.8687097, -15.7675148
bus46_FS_HSB, -47.868019, -15.7684711
bus47_CAEP_HSB, -47.8703794, -15.7712189
bus48_NMT_HSB, -47.8681545, -15.7697966
bus49_CRAD_HSB, -47.86842, -15.7715312
bus50_LABESTGEOAMB_HSB, -47.8671259, -15.7714163
bus51_DIRMANUTEN_HSB, -47.8674182, -15.7721417
bus52_CEFTRU_HSB, -47.8672902, -15.7726502
bus53_CPD_HSB, -47.8663051, -15.7728618
bus54_CESPE_HSB, -47.8655287, -15.7724824
bus55_IQ1_HSB, -47.8649519, -15.7695966
bus56_TORRETELEF_HSB, -47.8659108, -15.7678878
bus57_MASCSUL_HSB, -47.8656386, -15.7676103
bus58_IQ2_HSB, -47.8649761, -15.7678065
bus59_IB1_HSB, -47.8655058, -15.7670488
bus60_BSASUL_HSB, -47.8664218, -15.7673457
bus61, -47.8662394, -15.7655581
bus62_IB2_HSB, -47.864854, -15.7657401
bus63, -47.8657673, -15.7649128
bus65_SEFT_HSB, -47.8730991, -15.7631382
bus67_REITORIA_HSB, -47.8671527, -15.7635409
bus68_ICCSUL_HSB, -47.8680003, -15.7643978
bus69_ICCNORTEBCE_HSB, -47.8699422, -15.7617339
bus70, -47.8723917, -15.7644133

bus71, -47.8719512, -15.7630233
bus72, -47.8729436, -15.7601296
bus73, -47.8736021, -15.7565221
bus74, -47.8729624, -15.7597598
bus75, -47.8729784, -15.7593894
bus76, -47.8730026, -15.7586492
bus77, -47.8730173, -15.7584117
bus78_ICS_HSB, -47.8731796, -15.7575546
bus79, -47.8711545, -15.7558445
bus80, -47.8707455, -15.7562562
bus81, -47.8703499, -15.7566563
bus82, -47.8696109, -15.757392
bus83, -47.8693011, -15.7577082
bus84_FD_HSB, -47.8716856, -15.7598985
bus85, -47.8706101, -15.7648896
bus86, -47.870433, -15.765149
bus87, -47.8694943, -15.7676864
bus88, -47.8701702, -15.7686079
bus89, -47.8706248, -15.7692249
bus90, -47.8710432, -15.7697914
bus91, -47.869273, -15.7673883
bus92, -47.871125, -15.7687486
bus93, -47.8681424, -15.7682995
bus94, -47.8678152, -15.768686
bus95, -47.8673901, -15.770842
bus96, -47.8673123, -15.7718177

bus97_CDT_HSB, -47.8669046, -15.7742053
bus98, -47.867327, -15.7713583
bus99, -47.8672868, -15.7722598
bus100, -47.8662857, -15.7725456
bus101, -47.8668737, -15.7704574
bus102, -47.8704357, -15.7599682
bus103, -47.8693199, -15.7632311
bus104, -47.8664553, -15.7714241
bus105, -47.8654723, -15.7688906
bus106, -47.8658438, -15.7683576
bus107, -47.8659296, -15.7677393
bus108, -47.8656775, -15.7675574
bus109, -47.8660101, -15.7671082
bus110, -47.8662126, -15.7665261
bus111, -47.8666779, -15.7661583
bus112, -47.8660007, -15.7652368
bus113_ALMOXARIFADO_HSB, -47.8699214, -15.7570764

! SEGUNDA PARTE

busx3_SG12_LSB, -47.8726291, -15.7645779
busx4_FT1_LSB, -47.8725862, -15.7642998
busx5_FT2_LSB, -47.872619, -15.7642804
busx6_CEPLAN_LSB, -47.8723387, -15.7648638
busx7_OFICINASESPECIAIS_LSB, -47.8718466, -15.765531
busx8_AMB1_LSB, -47.872151, -15.7642507
busx9_NMICDTantigos_LSB, -47.8719069, -15.7640868

busx11_RU_LSB, -47.8707053, -15.7635951
busx13_IDA1_LSB, -47.8707696, -15.7652161
busx14_IDA2_LSB, -47.8706342, -15.765118
busx15_CENTRODEVIVENCIA_LSB, -47.8702372, -15.7653994
busx16_ILP4_LSB, -47.8699945, -15.765735
busx18_PMU2_LSB, -47.8692167, -15.7675122
busx19_PMU1_LSB, -47.8698899, -15.7671682
busx20_CDS_LSB, -47.8695613, -15.7687783
busx21_CET_LSB, -47.8707656, -15.7699399
busx22_SIS_LSB, -47.8729141, -15.7652019
busx23_SIS2_LSB, -47.8725104, -15.7657608
busx24_SG11ATRAS_LSB, -47.8722361, -15.7660002
busx25_ADUNB_LSB, -47.8718687, -15.7666326
busx26_SG92_LSB, -47.8716803, -15.7665255
busx27_SG91_LSB, -47.8714851, -15.7668017
busx28_MASCCENTRO_LSB, -47.8716977, -15.763173
busx29_ILP2_LSB, -47.872505, -15.7619753
busx30_ILP1_LSB, -47.8727491, -15.7612344
busx31_PAT_LSB, -47.8710634, -15.7595914
busx32_MALOCA_LSB, -47.8730985, -15.759734
busx33_MAQUETESIDA_LSB, -47.8731528, -15.7593048
busx34_ASFUB_LSB, -47.8731528, -15.7587989
busx35_GALPAOSGP_LSB, -47.8743048, -15.7590402
busx36_FACE_LSB, -47.871703, -15.7578618
busx37_GARAGEMEOFICINA_LSB, -47.8708877, -15.7557683
busx38_BAES_LSB, -47.8703164, -15.7568138

busx39_BSNORTE_LSB, -47.8709266, -15.7565737
busx40_IREL_LSB, -47.8696988, -15.7576908
busx41_PJC_LSB, -47.8699288, -15.7577786
busx42_CENTROCOMUN_LSB, -47.8689404, -15.7579457
busx43_AUD2CANDANGOS_LSB, -47.8715871, -15.7683111
busx44_LABMETFE1_LSB, -47.8713879, -15.7682395
busx45_ILP5_LSB, -47.8687097, -15.7675148
busx46_FS_LSB, -47.868019, -15.7684711
busx47_CAEP_LSB, -47.8703794, -15.7712189
busx48_NMT_LSB, -47.8681545, -15.7697966
busx49_CRAD_LSB, -47.86842, -15.7715312
busx50_LABESTGEOAMB_LSB, -47.8671259, -15.7714163
busx51_DIRMANUTEN_LSB, -47.8674182, -15.7721417
busx52_CEFTRU_LSB, -47.8672902, -15.7726502
busx53_CPD_LSB, -47.8663051, -15.7728618
busx54_CESPE_LSB, -47.8655287, -15.7724824
busx55_IQ1_LSB, -47.8649519, -15.7695966
busx56_TORRETELEF_LSB, -47.8659108, -15.7678878
busx57_MASCSUL_LSB, -47.8656386, -15.7676103
busx58_IQ2_LSB, -47.8649761, -15.7678065
busx59_IB1_LSB, -47.8655058, -15.7670488
busx60_BSASUL_LSB, -47.8664218, -15.7673457
busx61, -47.8662394, -15.7655581
busx62_IB2_LSB, -47.864854, -15.7657401
busx63, -47.8657673, -15.7649128
busx65_SEFT_LSB, -47.8730991, -15.7631382

```
busx67_REITORIA_LSB, -47.8671527, -15.7635409  
busx68_ICCSUL_LSB, -47.8680003, -15.7643978  
busx69_ICCNORTEBCE_LSB, -47.8699422, -15.7617339  
busx78_ICS_LSB, -47.8731796, -15.7575546  
busx84_FD_LSB, -47.8716856, -15.7598985  
busx97_CDT_LSB, -47.8669046, -15.7742053  
busx113_ALMOXARIFADO_LSB, -47.8699214, -15.7570764
```

C.2 Capacitors.DSS

```
!ARQUIVO DE DEFINIÇÃO DOS CAPACITORES DAS SUBESTAÇÕES DO  
ICC NORTE E ICC SUL
```

```
New Capacitor.ICCNORTE_CAP1 bus1=busx69_ICCNORTEBCE_LSB  
kv=0.380 kvar=15 conn=wye
```

```
New Capacitor.ICCNORTE_CAP2 like=ICCNORTE_CAP1
```

```
New Capacitor.ICCNORTE_CAP3 like=ICCNORTE_CAP1
```

```
New Capacitor.ICCSUL_CAP1 bus1=busx68_ICCSUL_LSB kv=0.380  
kvar=15 conn=wye
```

```
New Capacitor.ICCSUL_CAP2 like=ICCSUL_CAP1
```

```
New Capacitor.ICCSUL_CAP3 like=ICCSUL_CAP1
```

C.3 LineGeometry.DSS

```
!Arquivo contendo a geometria das linhas aéreas da universidade

New LineGeometry.3PH_#1/0.LE_BUNDLED nconds=3 nphases=3
cond=1 wire=AL_#1/0.7STR x=-0.05 h=7.00 units=m
cond=2 wire=AL_#1/0.7STR x=0 h=6.95 units=m
cond=3 wire=AL_#1/0.7STR x=0.05 h=7.00 units=m
reduce=y

New LineGeometry.3PH_#1/0.SAPARADAS nconds=3 nphases=3
cond=1 wire=AL_#1/0.7STR x=-0.3 h=7.00 units=m
cond=2 wire=AL_#1/0.7STR x=0.0 h=7.30 units=m
cond=3 wire=AL_#1/0.7STR x=0.3 h=7.00 units=m
reduce=y

New LineGeometry.3PH_#4.SAPARADAS nconds=3 nphases=3
cond=1 wire=AL_#4.7STR x=-0.3 h=7.00 units=m
cond=2 wire=AL_#4.7STR x=0 h=7.30 units=m
cond=3 wire=AL_#4.7STR x=0.3 h=7.00 units=m
reduce=y

New LineGeometry.3PH_#2.SAPARADAS nconds=3 nphases=3
cond=1 wire=AL_#2.7STR x=-0.3 h=7.00 units=m
cond=2 wire=AL_#2.7STR x=0 h=7.30 units=m
cond=3 wire=AL_#2.7STR x=0.3 h=7.00 units=m
reduce=y

New LineGeometry.3PH_CU_35mm_DUTO nconds=3 nphases=3
cond=1 wire=CU_35mm x=-0.1 h=0.2 units=m
cond=2 wire=CU_35mm x=0 h=0.2 units=m
```

```

cond=3 wire=CU_35mm x=0.1 h=0.2 units=m
reduce=y
New LineGeometry.3PH_CU_95mm_DUTO nconds=3 nphases=3
cond=1 wire=CU_95mm x=-0.1 h=0.2 units=m
cond=2 wire=CU_95mm x=0 h=0.2 units=m
cond=3 wire=CU_95mm x=0.1 h=0.2 units=m
reduce=y

```

C.4 Lines.DSS

```

!ARQUIVO CONTENDO AS LINHAS DE TRANSMISSÃO ELÉTRICAS DA
UNIVERSIDADE

New Line.conector_UnB bus1=SourceBus bus2=bus1_entrada length=0.001
r1=0.001 r0=0.001 x1=0.01 x0=0.01 c1=0 c0=0 units=km enabled=True
phases=3
New Line.1 bus1=bus1_entrada bus2=bus2_medião length=91 geome-
try=3PH_#1/0.SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.2 bus1=bus2_medião bus2=bus65_SEFT_HSB length=190 geome-
try=3PH_CU_35mm_DUTO units=m phases=3 enabled=yes
New Line.3 bus1=bus2_medião bus2=bus22_SIS_HSB length=71 geome-
try=3PH_#4.SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.4 bus1=bus22_SIS_HSB bus2=bus23_SIS2_HSB length=76 geome-
try=3PH_#4.SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.5 bus1=bus23_SIS2_HSB bus2=bus24_SG11ATRAS_HSB length=37

```

```
geometry=3PH_#4_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.6 bus1=bus24_SG11ATRAS_HSB bus2=bus25_ADUNB_HSB
length=82 geometry=3PH_#4_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.7 bus1=bus25_ADUNB_HSB bus2=bus26_SG92_HSB length=23
geometry=3PH_#4_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.8 bus1=bus25_ADUNB_HSB bus2=bus27_SG91_HSB length=45
geometry=3PH_#4_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.9 bus1=bus2_medião bus2=bus3_SG12_HSB length=33 geome-
try=3PH_#1/0_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.10 bus1=bus3_SG12_HSB bus2=bus6_CEPLAN_HSB length=44
geometry=3PH_#4_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.11 bus1=bus6_CEPLAN_HSB bus2=bus7_oficinasespeciais_HSB
length=91 geometry=3PH_#4_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.12 bus1=bus3_SG12_HSB bus2=bus70 length=31 geome-
try=3PH_#1/0_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.13 bus1=bus70 bus2=bus4_FT1_HSB length=28 geome-
try=3PH_#2_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.14 bus1=bus4_FT1_HSB bus2=bus5_FT2_HSB length=4 geome-
try=3PH_#2_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.15 bus1=bus70 bus2=bus8_amb1_HSB length=32 geome-
try=3PH_#1/0_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.16 bus1=bus8_amb1_HSB bus2=bus9_NMICDTantigos_HSB
length=32 geometry=3PH_#1/0_SAPARADAS units=m phases=3 ena-
bled=yes
New Line.17 bus1=bus9_NMICDTantigos_HSB bus2=bus10 length=63 geome-
try=3PH_#1/0_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
```

```
New Line.18 bus1=bus10 bus2=bus71 length=100 geometry=3PH_#1/0.SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.19 bus1=bus71 bus2=bus28_MASCCENTRO_HSB length=32 geometry=3PH_#4_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.20 bus1=bus71 bus2=bus29_ILP2_HSB length=131 geometry=3PH_#1/0.SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.21 bus1=bus29_ILP2_HSB bus2=bus30_ILP1_HSB length=87 geometry=3PH_#1/0_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.22 bus1=bus30_ILP1_HSB bus2=bus72 length=125 geometry=3PH_#1/0.SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.23 bus1=bus72 bus2=bus84_FD_HSB length=137 geometry=3PH_#2.SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.24 bus1=bus84_FD_HSB bus2=bus31_PAT_HSB length=73 geometry=3PH_#2.SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.25 bus1=bus72 bus2=bus74 length=41 geometry=3PH_#1/0.SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.26 bus1=bus74 bus2=bus32_MALOCA_HSB length=15 geometry=3PH_#2.SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.27 bus1=bus74 bus2=bus75 length=41 geometry=3PH_#1/0.SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.28 bus1=bus75 bus2=bus33_MAUQUETESIDA_HSB length=21 geometry=3PH_#2_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.29 bus1=bus75 bus2=bus76 length=82 geometry=3PH_#1/0.SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.30 bus1=bus76 bus2=bus35_GALPAOSGP_HSB length=127 geometry=3PH_#2_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
```

```
New Line.31 bus1=bus76 bus2=bus34_ASFUB_HSB length=23 geometry=3PH_#2_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.32 bus1=bus76 bus2=bus77 length=26 geometry=3PH_#1/0_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.33 bus1=bus77 bus2=bus36_FACE_HSB length=158 geometry=3PH_#2_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.34 bus1=bus77 bus2=bus78_ICS_HSB length=96 geometry=3PH_#1/0_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.35 bus1=bus78_ICS_HSB bus2=bus73 length=125 geometry=3PH_#4_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.36 bus1=bus73 bus2=bus79 length=273 geometry=3PH_#2_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.37 bus1=bus79 bus2=bus37_GARAGEMEOFICINA_HSB length=31 geometry=3PH_#2_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.38 bus1=bus79 bus2=bus80 length=63 geometry=3PH_#4_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.39 bus1=bus80 bus2=bus39_BSANORTE_HSB length=40 geometry=3PH_#2_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.40 bus1=bus80 bus2=bus81 length=61 geometry=3PH_#4_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.41 bus1=bus81 bus2=bus38_BAES_HSB length=18 geometry=3PH_#2_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.42 bus1=bus81 bus2=bus113_ALMOXARIFADO_HSB length=68 geometry=3PH_#4_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.43 bus1=bus113_ALMOXARIFADO_HSB bus2=bus82 length=47 geometry=3PH_#4_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
```

```

New Line.44 bus1=bus82 bus2=bus40_IREL_HSB length=35 geome-
try=3PH_#2_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.45 bus1=bus82 bus2=bus83 length=48 geome-
try=3PH_#4_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.46 bus1=bus83 bus2=bus41_PJC_HSB length=68 geome-
try=3PH_#2_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.47 bus1=bus83 bus2=bus42_CENTROCOMUN_HSB length=55
geometry=3PH_#4_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.48 bus1=bus10 bus2=bus12 length=76 geome-
try=3PH_#1/0_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.49 bus1=bus12 bus2=bus11_RU_HSB length=88 geome-
try=3PH_#4_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.50 bus1=bus12 bus2=bus85 length=76 geome-
try=3PH_#1/0_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.51 bus1=bus85 bus2=bus13_ida1_HSB length=40 geome-
try=3PH_#4_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.52 bus1=bus85 bus2=bus86 length=35 geome-
try=3PH_#1/0_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.53 bus1=bus86 bus2=bus14_ida2_HSB length=22 geome-
try=3PH_#4_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.54 bus1=bus86 bus2=bus15_centrodevivencia_HSB length=35
geometry=3PH_#1/0_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.55 bus1=bus15_centrodevivencia_HSB bus2=bus16_ILp4_HSB
length=46 geometry=3PH_#1/0_SAPARADAS units=m phases=3 ena-
bled=yes
New Line.56 bus1=bus16_ILp4_HSB bus2=bus17 length=209 geome-

```



```
try=3PH_#1/0.SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.57 bus1=bus17 bus2=bus91 length=52 geome-
try=3PH_#2.SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.58 bus1=bus91 bus2=bus18_PMU2_HSB length=15 geome-
try=3PH_#4.SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.59 bus1=bus91 bus2=bus87 length=41 geome-
try=3PH_#2.SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.60 bus1=bus87 bus2=bus19_PMU1_HSB length=72 geome-
try=3PH_#4.SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.61 bus1=bus87 bus2=bus88 length=126 geome-
try=3PH_#2.SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.62 bus1=bus88 bus2=bus20_CDS_HSB length=68 geome-
try=3PH_#4.SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.63 bus1=bus88 bus2=bus89 length=85 geome-
try=3PH_#2.SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.64 bus1=bus89 bus2=bus92 length=75 geome-
try=3PH_#4.SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.65 bus1=bus92 bus2=bus43_AUD2CANDANGOS_HSB length=69
geometry=3PH_#4.SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.66 bus1=bus92 bus2=bus44_LABMETFE1_HSB length=63 geome-
try=3PH_#4.SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.67 bus1=bus89 bus2=bus90 length=77 geome-
try=3PH_#2.SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.68 bus1=bus90 bus2=bus21_CET_HSB length=34 geome-
try=3PH_#4.SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.69 bus1=bus17 bus2=bus45_ILP5_HSB length=33 geome-
```

```

try=3PH_#1/0_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.70 bus1=bus45_ILP5_HSB bus2=bus93 length=106 geome-
try=3PH_#1/0_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.71 bus1=bus93 bus2=bus46_FS_HSB length=23 geome-
try=3PH_#1/0_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.72 bus1=bus46_FS_HSB bus2=bus94 length=32 geome-
try=3PH_#1/0_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.73 bus1=bus94 bus2=bus47_CAEP_HSB length=445 geome-
try=3PH_#4_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.74 bus1=bus94 bus2=bus48_NMT_HSB length=175 geome-
try=3PH_#1/0_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.75 bus1=bus48_NMT_HSB bus2=bus95 length=142 geome-
try=3PH_#2_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.76 bus1=bus95 bus2=bus49_CRAD_HSB length=134 geome-
try=3PH_#2_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.77 bus1=bus95 bus2=bus101 length=71 geome-
try=3PH_#2_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.78 bus1=bus101 bus2=bus104 length=119 geome-
try=3PH_#2_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.79 bus1=bus104 bus2=bus96 length=220 geome-
try=3PH_#2_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.80 bus1=bus96 bus2=bus51_DIRMANUTEN_HSB length=38
geometry=3PH_#2_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.81 bus1=bus96 bus2=bus98 length=51 geome-
try=3PH_#2_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.82 bus1=bus98 bus2=bus50_LABESTGEOAMB_HSB length=22

```

```

geometry=3PH_#2_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.83 bus1=bus96 bus2=bus99 length=49 geome-
try=3PH_#2_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.84 bus1=bus99 bus2=bus100 length=139 geome-
try=3PH_#4_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.85 bus1=bus100 bus2=bus53_CPD_HSB length=36 geome-
try=3PH_#4_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.86 bus1=bus100 bus2=bus54_CESPE_HSB length=81 geome-
try=3PH_#4_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.87 bus1=bus99 bus2=bus52_CEFTRU_HSB length=43 geome-
try=3PH_#2_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.88 bus1=bus52_CEFTRU_HSB bus2=bus97_CDT_HSB length=220
geometry=3PH_#2_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.89 bus1=bus101 bus2=bus105 length=167 geome-
try=3PH_#2_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.90 bus1=bus105 bus2=bus55_IQ1_HSB length=96 geome-
try=3PH_#2_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.91 bus1=bus105 bus2=bus106 length=71 geome-
try=3PH_#2_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.92 bus1=bus106 bus2=bus58_IQ2_HSB length=111 geome-
try=3PH_#2_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.93 bus1=bus106 bus2=bus56_TORRETELEF_HSB length=53
geometry=3PH_#2_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.95 bus1=bus107 bus2=bus57_MASCSUL_HSB length=34 geome-
try=3PH_#4_SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.96 bus1=bus107 bus2=bus108 length=33 geome-

```

```
try=3PH_#2.SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.97 bus1=bus108 bus2=bus59_IB1_HSB length=60 geome-
try=3PH_#2.SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.98 bus1=bus108 bus2=bus109 length=61 geome-
try=3PH_#2.SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.99 bus1=bus109 bus2=bus60_BSASUL_HSB length=51 geome-
try=3PH_#2.SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.100 bus1=bus109 bus2=bus110 length=69 geome-
try=3PH_#2.SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.101 bus1=bus110 bus2=bus111 length=65 geome-
try=3PH_#2.SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.102 bus1=bus93 bus2=bus111 length=286 geome-
try=3PH_#1/0.LE_BUNDLED units=m phases=3 enabled=yes
New Line.103 bus1=bus111 bus2=bus61 length=82 geome-
try=3PH_#1/0.LE_BUNDLED units=m phases=3 enabled=yes
New Line.104 bus1=bus61 bus2=bus112 length=44 geome-
try=3PH_#1/0.LE_BUNDLED units=m phases=3 enabled=yes
New Line.105 bus1=bus112 bus2=bus62_IB2_HSB length=135 geome-
try=3PH_#2.SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.106 bus1=bus112 bus2=bus63 length=44 geome-
try=3PH_#1/0.LE_BUNDLED units=m phases=3 enabled=yes
New Line.107 bus1=bus63 bus2=bus67_REITORIA_HSB length=211 geome-
try=3PH_#2.SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.108 bus1=bus61 bus2=bus68_ICCSUL_HSB length=229 geome-
try=3PH_#1/0.SAPARADAS units=m phases=3 enabled=yes
New Line.111 bus1=bus69_ICCNORTEBCE_HSB bus2=bus102 length=229
```

```

geometry=3PH_CU_95mm_DUTO units=m phases=3 enabled=yes
New Line.112 bus1=bus72 bus2=bus102 length=271 geome-
try=3PH_CU_95mm_DUTO units=m phases=3 enabled=yes

```

C.5 Loads.DSS

```

New load.load_Almojarifado_Central_SEMANA phases=3
busx113_ALMOJARIFADO_LSB kv=0.380 kW=4.66 pf=0.92 status=
variable model=1 daily=Almojarifado_Central_SEMANA conn=wye
New load.load_BCE_SEMANA phases=3 busx69_ICCNORTEBCE_LSB
kv=0.380 kW=122.33 pf=0.92 status= variable model=1
daily=BCE_SEMANA conn=wye
New load.load_CEFTRU_SEMANA phases=3 busx52_CEFTRU_LSB
kv=0.380 kW=16.17 pf=0.92 status= variable model=1
daily=CEFTRU_SEMANA conn=wye
New load.load_Centro_Comunitário_SEMANA phases=3
busx42_CENTROCOMUN_LSB kv=0.380 kW=19.55 pf=0.92 status=
variable model=1 daily=Centro_Comunitário_SEMANA conn=wye
New load.load_CEPLAN_SEMANA phases=3 busx6_CEPLAN_LSB kv=0.380
kW=10.93 pf=0.92 status= variable model=1 daily=CEPLAN_SEMANA
conn=wye
New load.load_FACE_SEMANA phases=3 busx36_FACE_LSB kv=0.380
kW=91.19 pf=0.92 status= variable model=1 daily=FACE_SEMANA
conn=wye
New load.load_FE_01_SEMANA phases=3 busx44_LABMETFE1_LSB

```

```
kv=0.380    kW=17.81    pf=0.92    status=    variable    model=1
daily=FE_01_SEMANA conn=wye
New          load.load_FE_03/FE_05_SEMANA          phases=3
busx43_AUD2CANDANGOS_LSB kv=0.380 kW=21.55 pf=0.92 status=
variable model=1 daily=FE_03/FE_05_SEMANA conn=wye
New load.load_FM/FS_SEMANA phases=3 busx46_FS_LSB kv=0.380
kW=141.17 pf=0.92 status= variable model=1 daily=FM/FS_SEMANA
conn=wye
New load.load_CDT_SEMANA phases=3 busx97_CDT_LSB kv=0.380
kW=41.81 pf=0.92 status= variable model=1 daily=CDT_SEMANA
conn=wye
New load.load_FT2_SEMANA phases=3 busx5_FT2_LSB kv=0.380 kW=21.05
pf=0.92 status= variable model=1 daily=FT2_SEMANA conn=wye
New load.load_FT_NMI_SEMANA phases=3 busx9_NMICDTantigos_LSB
kv=0.380    kW=9.98    pf=0.92    status=    variable    model=1
daily=FT_NMI_SEMANA conn=wye
New load.load_FT_SE_FT_SEMANA phases=3 busx65_SEFT_LSB kv=0.380
kW=70.17 pf=0.92 status= variable model=1 daily=FT_SE_FT_SEMANA
conn=wye
New          load.load_Garagem_e.Oficina_SEMANA          phases=3
busx37_GARAGEMEOfICINA_LSB kv=0.380 kW=10.73 pf=0.92 sta-
tus= variable model=1 daily=Garagem_e.Oficina_SEMANA conn=wye
New load.load_ICC_Norte_SEMANA phases=3 busx69_ICCNORTEBCE_LSB
kv=0.380    kW=310.76    pf=0.92    status=    variable    model=1
daily=ICC_Norte_SEMANA conn=wye
New load.load_ICC_Sul_SEMANA phases=3 busx68_ICCSUL_LSB kv=0.380
```

```
kW=212.08 pf=0.92 status= variable model=1 daily=ICC_Sul_SEMANA
conn=wye
New load.load_NMT_SEMANA phases=3 busx48_NMT_LSB kv=0.380
kW=10.29 pf=0.92 status= variable model=1 daily=NMT_SEMANA
conn=wye
New load.load_Pavilhão_Anísio_Teixeira_SEMANA phases=3
busx31_PAT_LSB kv=0.380 kW=16.54 pf=0.92 status= variable model=1
daily=Pavilhão_Anísio_Teixeira_SEMANA conn=wye
New load.load_Pavilhão_João_Calmon_SEMANA phases=3 busx41_PJC_LSB
kv=0.380 kW=16.49 pf=0.92 status= variable model=1
daily=Pavilhão_João_Calmon_SEMANA conn=wye
New load.load_PMUI_SEMANA phases=3 busx19_PMU1_LSB kv=0.380
kW=22.35 pf=0.92 status= variable model=1 daily=PMUI_SEMANA
conn=wye
New load.load_PMUII_SEMANA phases=3 busx18_PMU2_LSB kv=0.380
kW=15.18 pf=0.92 status= variable model=1 daily=PMUII_SEMANA
conn=wye
New load.load_Reitoria_SEMANA phases=3 busx67_REITORIA_LSB
kv=0.380 kW=144.30 pf=0.92 status= variable model=1
daily=Reitoria_SEMANA conn=wye
New load.load_RU_Caldeiras_SEMANA phases=3 busx11_RU_LSB kv=0.380
kW=185.98 pf=0.92 status= variable model=1 daily=RU_Caldeiras_SEMANA
conn=wye
New load.load_RU_SEMANA phases=3 busx11_RU_LSB kv=0.380 kW=26.06
pf=0.92 status= variable model=1 daily=RU_SEMANA conn=wye
New load.load_SG_01_SEMANA phases=3 busx14_IDA2_LSB kv=0.380
```

```
kW=21.38 pf=0.92 status= variable model=1 daily=SG_01_SEMANA
conn=wye
New load.load_SG_09_SEMANA phases=3 busx27_SG91_LSB kv=0.380
kW=42.94 pf=0.92 status= variable model=1 daily=SG_09_SEMANA
conn=wye
New load.load_SG_11_SEMANA phases=3 busx24_SG11ATRAS_LSB
kv=0.380 kW=21.27 pf=0.92 status= variable model=1
daily=SG_11_SEMANA conn=wye
New load.load_SG_12_SEMANA phases=3 busx3_SG12_LSB kv=0.380
kW=15.75 pf=0.92 status= variable model=1 daily=SG_12_SEMANA
conn=wye
New load.load_SIS_SEMANA phases=3 busx22_SIS_LSB kv=0.380 kW=20.82
pf=0.92 status= variable model=1 daily=SIS_SEMANA conn=wye
New load.load_CENTRODEVIVENCIA_SEMANA phases=3
busx15_CENTRODEVIVENCIA_LSB kv=0.380 kW=15.91 pf=0.92 sta-
tus= variable model=1 daily=CENTRODEVIVENCIA_SEMANA conn=wye
New load.load_CDS_SEMANA phases=3 busx20_CDS_LSB kv=0.380
kW=6.36 pf=0.92 status= variable model=1 daily=CDS_SEMANA conn=wye
New load.load_CET_SEMANA phases=3 busx21_CET_LSB kv=0.380
kW=15.91 pf=0.92 status= variable model=1 daily=CET_SEMANA
conn=wye
New load.load_SIS2_SEMANA phases=3 busx23_SIS2_LSB kv=0.380
kW=10.41 pf=0.92 status= variable model=1 daily=SIS2_SEMANA
conn=wye
New load.load_ADUNB_SEMANA phases=3 busx25_ADUNB_LSB kv=0.380
kW=13.76 pf=0.92 status= variable model=1 daily=ADUNB_SEMANA
```



```
conn=wye
New          load.load_MASCCENTRO_SEMANA          phases=3
busx28_MASCCENTRO_LSB kv=0.380 kW=9.98 pf=0.92 status= vari-
able model=1 daily=MASCCENTRO_SEMANA conn=wye
New  load.load_MALOCA_SEMANA  phases=3  busx32_MALOCA_LSB
kv=0.380    kW=9.40    pf=0.92    status=    variable    model=1
daily=MALOCA_SEMANA conn=wye
New          load.load_MAQUETESIDA_SEMANA          phases=3
busx33_MAQUETESIDA_LSB kv=0.380 kW=9.40 pf=0.92 status= vari-
able model=1 daily=MAQUETESIDA_SEMANA conn=wye
New load.load_ASFUB_SEMANA phases=3 busx34_ASFUB_LSB kv=0.380
kW=13.76 pf=0.92 status= variable model=1 daily=ASFUB_SEMANA
conn=wye
New load.load_GALPAOSGP_SEMANA phases=3 busx35_GALPAOSGP_LSB
kv=0.380    kW=18.80    pf=0.92    status=    variable    model=1
daily=GALPAOSGP_SEMANA conn=wye
New load.load_BAES_SEMANA phases=3 busx38_BAES_LSB kv=0.380
kW=28.21 pf=0.92 status= variable model=1 daily=BAES_SEMANA
conn=wye
New load.load_BSANORTE_SEMANA phases=3 busx39_BSANORTE_LSB
kv=0.380    kW=73.50    pf=0.92    status=    variable    model=1
daily=BSANORTE_SEMANA conn=wye
New load.load_IREL_SEMANA phases=3 busx40_IREL_LSB kv=0.380
kW=62.68 pf=0.92 status= variable model=1 daily=IREL_SEMANA
conn=wye
New load.load_CAEP_SEMANA phases=3 busx47_CAEP_LSB kv=0.380
```

```
kW=37.61 pf=0.92 status= variable model=1 daily=CAEP_SEMANA
conn=wye
New load.load_CRAD_SEMANA phases=3 busx49_CRAD_LSB kv=0.380
kW=14.10 pf=0.92 status= variable model=1 daily=CRAD_SEMANA
conn=wye
New          load.load_LABESTGEOAMB_SEMANA          phases=3
busx50_LABESTGEOAMB_LSB kv=0.380 kW=28.21 pf=0.92 status=
variable model=1 daily=LABESTGEOAMB_SEMANA conn=wye
New          load.load_DIRMANUTEN_SEMANA          phases=3
busx51_DIRMANUTEN_LSB kv=0.380 kW=37.61 pf=0.92 status= vari-
able model=1 daily=DIRMANUTEN_SEMANA conn=wye
New load.load_CPD_SEMANA phases=3 busx53_CPD_LSB kv=0.380
kW=39.93 pf=0.92 status= variable model=1 daily=CPD_SEMANA
conn=wye
New load.load_CESPE_SEMANA phases=3 busx54_CESPE_LSB kv=0.380
kW=122.33 pf=0.92 status= variable model=1 daily=CESPE_SEMANA
conn=wye
New load.load_IQ1_SEMANA phases=3 busx55_IQ1_LSB kv=0.380 kW=6.36
pf=0.92 status= variable model=1 daily=IQ1_SEMANA conn=wye
New          load.load_TORRETELEF_SEMANA          phases=3
busx56_TORRETELEF_LSB kv=0.380 kW=5.64 pf=0.92 status= varia-
ble model=1 daily=TORRETELEF_SEMANA conn=wye
New load.load_MASCSUL_SEMANA phases=3 busx57_MASCSUL_LSB
kv=0.380 kW=9.98 pf=0.92 status= variable model=1
daily=MASCSUL_SEMANA conn=wye
New load.load_IQ2_SEMANA phases=3 busx58_IQ2_LSB kv=0.380
```

```
kW=141.39 pf=0.92 status= variable model=1 daily=IQ2_SEMANA
conn=wye
New load.load_IB1_SEMANA phases=3 busx59_IB1_LSB kv=0.380
kW=141.39 pf=0.92 status= variable model=1 daily=IB1_SEMANA
conn=wye
New load.load_BSASUL_SEMANA phases=3 busx60_BSASUL_LSB kv=0.380
kW=73.50 pf=0.92 status= variable model=1 daily=BSASUL_SEMANA
conn=wye
New load.load_OFICINASESPECIAIS_SEMANA phases=3
busx7_OFICINASESPECIAIS_LSB kv=0.380 kW=28.21 pf=0.92 status=
variable model=1 daily=OFICINASESPECIAIS_SEMANA conn=wye
New load.load_AMB1_SEMANA phases=3 busx8_AMB1_LSB kv=0.380
kW=9.40 pf=0.92 status= variable model=1 daily=AMB1_SEMANA
conn=wye
New load.load_ICS_SEMANA phases=3 busx78_ICS_LSB kv=0.380 kW=70.69
pf=0.92 status= variable model=1 daily=ICS_SEMANA conn=wye
New load.load_FD_SEMANA phases=3 busx84_FD_LSB kv=0.380 kW=33.08
pf=0.92 status= variable model=1 daily=FD_SEMANA conn=wye
New load.load_ILP4_SEMANA phases=3 busx16_ILP4_LSB kv=0.380
kW=37.34 pf=0.92 status= variable model=1 daily=ILP_SEMANA conn=wye
New load.load_ILP2_SEMANA phases=3 busx29_ILP2_LSB kv=0.380
kW=37.34 pf=0.92 status= variable model=1 daily=ILP_SEMANA conn=wye
New load.load_ILP1_SEMANA phases=3 busx30_ILP1_LSB kv=0.380
kW=37.34 pf=0.92 status= variable model=1 daily=ILP_SEMANA conn=wye
New load.load_ILP5_SEMANA phases=3 busx45_ILP5_LSB kv=0.380
kW=37.34 pf=0.92 status= variable model=1 daily=ILP_SEMANA conn=wye
```

C.6 LoadShapes.DSS

```
New loadshape.Almoxarifado_Central_SEMANA npts=24, interval=1,
mult=(0.42, 0.44, 0.45, 0.45, 0.44, 0.41, 0.26, 0.69, 1.91, 2.16, 2.29, 2.11, 1.59,
1.51, 1.67, 2.13, 1.92, 0.92, 0.34, 0.37, 0.36, 0.37, 0.37, 0.39)
```

```
New loadshape.BCE_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.57, 0.53, 0.51,
0.49, 0.46, 0.45, 0.71, 1.02, 1.29, 1.42, 1.47, 1.48, 1.42, 1.43, 1.56, 1.57, 1.51,
1.35, 0.96, 0.87, 0.79, 0.75, 0.73, 0.68)
```

```
New loadshape.CEFTRU_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.61, 0.61,
0.61, 0.61, 0.59, 0.55, 0.57, 0.59, 0.88, 1.17, 1.29, 1.35, 1.37, 1.47, 1.68, 1.79,
1.72, 1.58, 1.17, 1.02, 0.81, 0.70, 0.64, 0.62)
```

```
New loadshape.Centro_Comunitário_SEMANA npts=24, interval=1,
mult=(0.95, 0.85, 0.82, 0.78, 0.76, 0.71, 0.67, 0.34, 0.28, 0.35, 0.38,
0.35, 0.34, 0.39, 0.40, 0.44, 0.46, 0.78, 2.36, 2.84, 2.70, 2.46, 1.95, 1.65)
```

```
New loadshape.CEPLAN_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.73, 0.71,
0.70, 0.68, 0.65, 0.63, 0.85, 1.17, 1.22, 1.43, 1.48, 1.54, 1.40, 1.15, 1.42, 1.34,
1.32, 1.17, 0.79, 0.76, 0.71, 0.69, 0.72, 0.74)
```

```
New loadshape.FACE_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.76, 0.78, 0.78,
0.77, 0.75, 0.71, 0.65, 0.67, 0.89, 1.04, 1.11, 1.07, 0.96, 0.98, 1.06, 1.12, 1.12,
1.23, 1.35, 1.49, 1.42, 1.30, 1.13, 0.87)
```

```
New loadshape.FE_01_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.20, 0.25, 0.14,
0.15, 0.14, 0.16, 0.14, 0.42, 1.00, 1.21, 1.28, 1.26, 1.27, 1.65, 2.57, 2.79, 2.55,
1.86, 0.89, 1.09, 1.09, 0.99, 0.56, 0.34)
```

```
New loadshape.FE_03/FE_05_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.70,
0.66, 0.65, 0.64, 0.61, 0.57, 0.38, 0.68, 1.07, 1.19, 1.26, 1.22, 1.19, 1.23, 1.34,
1.39, 1.33, 1.24, 1.23, 1.30, 1.22, 1.16, 1.01, 0.75)
```

New loadshape.FM/FS_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.70, 0.72, 0.73, 0.73, 0.70, 0.66, 0.62, 0.86, 1.14, 1.33, 1.46, 1.42, 1.35, 1.37, 1.57, 1.60, 1.42, 1.12, 0.87, 0.82, 0.73, 0.70, 0.69, 0.68)

New loadshape.FT_NMI_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.86, 0.88, 0.88, 0.88, 0.84, 0.80, 0.88, 0.84, 0.91, 1.06, 1.16, 1.20, 1.24, 1.27, 1.26, 1.29, 1.21, 1.18, 1.06, 0.98, 0.88, 0.82, 0.81, 0.82)

New loadshape.FT_SE_FT_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.76, 0.77, 0.75, 0.75, 0.72, 0.67, 0.62, 0.67, 0.97, 1.17, 1.29, 1.30, 1.13, 1.17, 1.49, 1.59, 1.51, 1.37, 1.12, 1.01, 0.86, 0.79, 0.77, 0.75)

New loadshape.CDT_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.84, 0.85, 0.85, 0.85, 0.79, 0.76, 0.82, 0.85, 0.91, 1.06, 1.16, 1.23, 1.25, 1.26, 1.36, 1.43, 1.37, 1.29, 1.00, 0.89, 0.81, 0.78, 0.80, 0.80)

New loadshape.FT2_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.76, 0.77, 0.75, 0.75, 0.72, 0.67, 0.62, 0.67, 0.97, 1.17, 1.29, 1.30, 1.13, 1.17, 1.49, 1.59, 1.51, 1.37, 1.12, 1.01, 0.86, 0.79, 0.77, 0.75)

New loadshape.Garagem_e_Oficina_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.92, 1.04, 1.02, 1.02, 0.99, 0.96, 0.75, 1.10, 1.04, 1.00, 0.96, 0.88, 0.84, 0.96, 1.05, 0.94, 0.97, 0.88, 1.01, 1.15, 1.13, 1.12, 1.15, 1.14)

New loadshape.ICC_Norte_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.76, 0.74, 0.73, 0.71, 0.67, 0.63, 0.75, 0.88, 1.03, 1.17, 1.27, 1.27, 1.25, 1.28, 1.33, 1.36, 1.28, 1.19, 1.05, 1.05, 0.98, 0.92, 0.87, 0.81)

New loadshape.ICC_Sul_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.63, 0.68, 0.68, 0.67, 0.64, 0.60, 0.63, 0.77, 1.08, 1.31, 1.44, 1.45, 1.40, 1.43, 1.56, 1.57, 1.47, 1.27, 0.97, 0.89, 0.79, 0.72, 0.69, 0.66)

New loadshape.NMT_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.95, 0.99, 1.00, 1.00, 0.95, 0.90, 0.79, 0.58, 0.74, 1.05, 1.21, 1.19, 1.10, 1.12, 1.22, 1.29, 1.14,

0.99, 1.04, 1.05, 0.95, 0.90, 0.92, 0.94)

New loadshape.Pavilhão_Anísio_Teixeira_SEMANA npts=24, interval=1,
mult=(0.43, 0.28, 0.25, 0.24, 0.23, 0.23, 0.42, 0.62, 1.05, 1.16, 1.36, 1.36, 1.35,
1.27, 1.18, 1.20, 1.32, 1.35, 1.62, 1.89, 1.80, 1.57, 1.13, 0.68)

New loadshape.Pavilhão_João_Calmon_SEMANA npts=24, interval=1,
mult=(0.34, 0.32, 0.30, 0.30, 0.27, 0.27, 0.37, 0.66, 1.27, 1.31, 1.48, 1.42, 1.22,
1.18, 1.25, 1.27, 1.38, 1.37, 1.55, 1.80, 1.73, 1.35, 0.95, 0.63)

New loadshape.PMUI_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.42, 0.45, 0.45,
0.44, 0.43, 0.39, 0.40, 0.59, 1.14, 1.53, 1.70, 1.77, 1.81, 1.89, 1.95, 2.01, 1.83,
1.48, 0.84, 0.65, 0.50, 0.45, 0.44, 0.44)

New loadshape.PMUII_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.92, 0.95,
0.96, 0.96, 0.91, 0.87, 0.84, 0.75, 0.83, 0.97, 1.08, 1.14, 1.12, 1.11, 1.22, 1.25,
1.20, 1.14, 1.07, 1.00, 0.92, 0.90, 0.93, 0.95)

New loadshape.Reitoria_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.57, 0.53,
0.51, 0.49, 0.46, 0.45, 0.71, 1.02, 1.29, 1.42, 1.47, 1.48, 1.42, 1.43, 1.56, 1.57,
1.51, 1.35, 0.96, 0.87, 0.79, 0.75, 0.73, 0.68)

New loadshape.RU_Caldeiras_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.27,
0.25, 0.25, 0.26, 0.65, 1.18, 1.71, 1.73, 1.54, 1.47, 1.33, 1.39, 1.63, 1.92, 1.90,
1.75, 1.48, 1.17, 0.72, 0.33, 0.29, 0.27, 0.26, 0.25)

New loadshape.RU_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.27, 0.25, 0.25,
0.26, 0.65, 1.18, 1.71, 1.73, 1.54, 1.47, 1.33, 1.39, 1.63, 1.92, 1.90, 1.75, 1.48,
1.17, 0.72, 0.33, 0.29, 0.27, 0.26, 0.25)

New loadshape.SG_01_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.66, 0.68, 0.67,
0.66, 0.62, 0.59, 0.62, 0.64, 0.87, 1.15, 1.41, 1.39, 1.18, 1.24, 1.56, 1.66, 1.57,
1.34, 1.12, 1.13, 0.99, 0.84, 0.72, 0.69)

New loadshape.SG_09_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.60, 0.62, 0.58,

0.56, 0.53, 0.49, 0.52, 0.57, 0.92, 1.28, 1.50, 1.58, 1.42, 1.45, 1.66, 1.82, 1.70, 1.43, 0.98, 0.87, 0.77, 0.74, 0.72, 0.67)

New loadshape.SG_11_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.69, 0.72, 0.72, 0.71, 0.68, 0.65, 0.61, 0.62, 1.04, 1.22, 1.35, 1.35, 1.12, 1.17, 1.62, 1.70, 1.63, 1.40, 1.03, 0.92, 0.83, 0.76, 0.75, 0.73)

New loadshape.SG_12_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.58, 0.59, 0.56, 0.55, 0.52, 0.48, 0.51, 0.65, 1.01, 1.29, 1.48, 1.55, 1.46, 1.49, 1.64, 1.71, 1.62, 1.41, 1.08, 0.94, 0.80, 0.73, 0.70, 0.66)

New loadshape.SIS_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.81, 0.89, 0.90, 0.91, 0.86, 0.81, 0.69, 0.57, 0.81, 0.99, 1.08, 1.12, 1.15, 1.23, 1.36, 1.47, 1.45, 1.34, 1.16, 0.99, 0.88, 0.82, 0.83, 0.85)

New loadshape.CENTRODEVIVENCIA_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.63, 0.68, 0.68, 0.67, 0.64, 0.60, 0.63, 0.77, 1.08, 1.31, 1.44, 1.45, 1.40, 1.43, 1.56, 1.57, 1.47, 1.27, 0.97, 0.89, 0.79, 0.72, 0.69, 0.66)

New loadshape.CDS_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.63, 0.68, 0.68, 0.67, 0.64, 0.60, 0.63, 0.77, 1.08, 1.31, 1.44, 1.45, 1.40, 1.43, 1.56, 1.57, 1.47, 1.27, 0.97, 0.89, 0.79, 0.72, 0.69, 0.66)

New loadshape.CET_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.63, 0.68, 0.68, 0.67, 0.64, 0.60, 0.63, 0.77, 1.08, 1.31, 1.44, 1.45, 1.40, 1.43, 1.56, 1.57, 1.47, 1.27, 0.97, 0.89, 0.79, 0.72, 0.69, 0.66)

New loadshape.SIS2_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.81, 0.89, 0.90, 0.91, 0.86, 0.81, 0.69, 0.57, 0.81, 0.99, 1.08, 1.12, 1.15, 1.23, 1.36, 1.47, 1.45, 1.34, 1.16, 0.99, 0.88, 0.82, 0.83, 0.85)

New loadshape.ADUNB_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.57, 0.53, 0.51, 0.49, 0.46, 0.45, 0.71, 1.02, 1.29, 1.42, 1.47, 1.48, 1.42, 1.43, 1.56, 1.57, 1.51, 1.35, 0.96, 0.87, 0.79, 0.75, 0.73, 0.68)

New loadshape.MASCCENTRO_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.86, 0.88, 0.88, 0.88, 0.84, 0.80, 0.88, 0.84, 0.91, 1.06, 1.16, 1.20, 1.24, 1.27, 1.26, 1.29, 1.21, 1.18, 1.06, 0.98, 0.88, 0.82, 0.81, 0.82)

New loadshape.MALOCA_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.91, 0.86, 0.86, 0.86, 0.83, 0.81, 0.87, 0.94, 0.94, 1.06, 1.16, 1.18, 1.24, 1.33, 1.32, 1.29, 1.17, 1.03, 0.96, 0.97, 0.89, 0.86, 0.85, 0.82)

New loadshape.MAQUETESIDA_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.91, 0.86, 0.86, 0.86, 0.83, 0.81, 0.87, 0.94, 0.94, 1.06, 1.16, 1.18, 1.24, 1.33, 1.32, 1.29, 1.17, 1.03, 0.96, 0.97, 0.89, 0.86, 0.85, 0.82)

New loadshape.ASFUB_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.57, 0.53, 0.51, 0.49, 0.46, 0.45, 0.71, 1.02, 1.29, 1.42, 1.47, 1.48, 1.42, 1.43, 1.56, 1.57, 1.51, 1.35, 0.96, 0.87, 0.79, 0.75, 0.73, 0.68)

New loadshape.GALPAOSGP_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.91, 0.86, 0.86, 0.86, 0.83, 0.81, 0.87, 0.94, 0.94, 1.06, 1.16, 1.18, 1.24, 1.33, 1.32, 1.29, 1.17, 1.03, 0.96, 0.97, 0.89, 0.86, 0.85, 0.82)

New loadshape.BAES_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.91, 0.86, 0.86, 0.86, 0.83, 0.81, 0.87, 0.94, 0.94, 1.06, 1.16, 1.18, 1.24, 1.33, 1.32, 1.29, 1.17, 1.03, 0.96, 0.97, 0.89, 0.86, 0.85, 0.82)

New loadshape.BSANORTE_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.43, 0.28, 0.25, 0.24, 0.23, 0.23, 0.42, 0.62, 1.05, 1.16, 1.36, 1.36, 1.35, 1.27, 1.18, 1.20, 1.32, 1.35, 1.62, 1.89, 1.80, 1.57, 1.13, 0.68)

New loadshape.IREL_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.91, 0.86, 0.86, 0.86, 0.83, 0.81, 0.87, 0.94, 0.94, 1.06, 1.16, 1.18, 1.24, 1.33, 1.32, 1.29, 1.17, 1.03, 0.96, 0.97, 0.89, 0.86, 0.85, 0.82)

New loadshape.CAEP_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.91, 0.86, 0.86, 0.86, 0.83, 0.81, 0.87, 0.94, 0.94, 1.06, 1.16, 1.18, 1.24, 1.33, 1.32, 1.29, 1.17,

1.03, 0.96, 0.97, 0.89, 0.86, 0.85, 0.82)

New loadshape.CRAD_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.91, 0.86, 0.86, 0.86, 0.83, 0.81, 0.87, 0.94, 0.94, 1.06, 1.16, 1.18, 1.24, 1.33, 1.32, 1.29, 1.17, 1.03, 0.96, 0.97, 0.89, 0.86, 0.85, 0.82)

New loadshape.LABESTGEOAMB_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.91, 0.86, 0.86, 0.86, 0.83, 0.81, 0.87, 0.94, 0.94, 1.06, 1.16, 1.18, 1.24, 1.33, 1.32, 1.29, 1.17, 1.03, 0.96, 0.97, 0.89, 0.86, 0.85, 0.82)

New loadshape.DIRMANUTEN_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.91, 0.86, 0.86, 0.86, 0.83, 0.81, 0.87, 0.94, 0.94, 1.06, 1.16, 1.18, 1.24, 1.33, 1.32, 1.29, 1.17, 1.03, 0.96, 0.97, 0.89, 0.86, 0.85, 0.82)

New loadshape.CPD_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.86, 0.88, 0.88, 0.88, 0.84, 0.80, 0.88, 0.84, 0.91, 1.06, 1.16, 1.20, 1.24, 1.27, 1.26, 1.29, 1.21, 1.18, 1.06, 0.98, 0.88, 0.82, 0.81, 0.82)

New loadshape.CESPE_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.57, 0.53, 0.51, 0.49, 0.46, 0.45, 0.71, 1.02, 1.29, 1.42, 1.47, 1.48, 1.42, 1.43, 1.56, 1.57, 1.51, 1.35, 0.96, 0.87, 0.79, 0.75, 0.73, 0.68)

New loadshape.IQ1_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.63, 0.68, 0.68, 0.67, 0.64, 0.60, 0.63, 0.77, 1.08, 1.31, 1.44, 1.45, 1.40, 1.43, 1.56, 1.57, 1.47, 1.27, 0.97, 0.89, 0.79, 0.72, 0.69, 0.66)

New loadshape.TORRETELEF_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.91, 0.86, 0.86, 0.86, 0.83, 0.81, 0.87, 0.94, 0.94, 1.06, 1.16, 1.18, 1.24, 1.33, 1.32, 1.29, 1.17, 1.03, 0.96, 0.97, 0.89, 0.86, 0.85, 0.82)

New loadshape.MASCSUL_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.86, 0.88, 0.88, 0.88, 0.84, 0.80, 0.88, 0.84, 0.91, 1.06, 1.16, 1.20, 1.24, 1.27, 1.26, 1.29, 1.21, 1.18, 1.06, 0.98, 0.88, 0.82, 0.81, 0.82)

New loadshape.IQ2_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.63, 0.68, 0.68,

0.67, 0.64, 0.60, 0.63, 0.77, 1.08, 1.31, 1.44, 1.45, 1.40, 1.43, 1.56, 1.57, 1.47, 1.27, 0.97, 0.89, 0.79, 0.72, 0.69, 0.66)

New loadshape.IB1_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.63, 0.68, 0.68, 0.67, 0.64, 0.60, 0.63, 0.77, 1.08, 1.31, 1.44, 1.45, 1.40, 1.43, 1.56, 1.57, 1.47, 1.27, 0.97, 0.89, 0.79, 0.72, 0.69, 0.66)

New loadshape.BSASUL_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.43, 0.28, 0.25, 0.24, 0.23, 0.23, 0.42, 0.62, 1.05, 1.16, 1.36, 1.36, 1.35, 1.27, 1.18, 1.20, 1.32, 1.35, 1.62, 1.89, 1.80, 1.57, 1.13, 0.68)

New loadshape.OFICINASESPECIAIS_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.91, 0.86, 0.86, 0.86, 0.83, 0.81, 0.87, 0.94, 0.94, 1.06, 1.16, 1.18, 1.24, 1.33, 1.32, 1.29, 1.17, 1.03, 0.96, 0.97, 0.89, 0.86, 0.85, 0.82)

New loadshape.AMB1_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.91, 0.86, 0.86, 0.86, 0.83, 0.81, 0.87, 0.94, 0.94, 1.06, 1.16, 1.18, 1.24, 1.33, 1.32, 1.29, 1.17, 1.03, 0.96, 0.97, 0.89, 0.86, 0.85, 0.82)

New loadshape.ICS_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.63, 0.68, 0.68, 0.67, 0.64, 0.60, 0.63, 0.77, 1.08, 1.31, 1.44, 1.45, 1.40, 1.43, 1.56, 1.57, 1.47, 1.27, 0.97, 0.89, 0.79, 0.72, 0.69, 0.66)

New loadshape.FD_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(0.43, 0.28, 0.25, 0.24, 0.23, 0.23, 0.42, 0.62, 1.05, 1.16, 1.36, 1.36, 1.35, 1.27, 1.18, 1.20, 1.32, 1.35, 1.62, 1.89, 1.80, 1.57, 1.13, 0.68)

New loadshape.ILP_SEMANA npts=24, interval=1, mult=(2.00, 2.00, 2.00, 2.00, 2.00, 2.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00, 2.00, 2.00, 2.00, 2.00, 2.00, 2.00)

C.7 Master.DSS

```
Clear

New Circuit.UnB bus1=SourceBus pu=1.045 basekV=13.8 r1=0.001 x1=0.01
r0=0 x0=0.01

Redirect WireData_UnB.dss
Redirect LineGeometry_UnB.dss
Redirect Lines_UnB.dss
Redirect Transformers_UnB.dss
Redirect LoadShapes_UnB_SEMANA.dss
Redirect Loads_SEMANA.dss
Redirect Capacitors_UnB.dss
Redirect PVSystem_UnB.dss
Redirect Monitors_UnB.dss

set voltagebases=[13.8, 0.38]
Calcvoltagebases !This command sets the right voltage base to each bus

!Define bus coordinates
Buscoords Buscoords_UnB.dss

New EnergyMeter.Leitura_CEB element=Line.conector_UnB terminal=1

set normvminpu=0.95
set normvmaxpu=1.05
```

C.8 Monitors.DSS

```
New monitor.UnB_totalizedmonitor element=Line.conector_UnB term=2
mode=1
New monitor.UnB_mon_v element=Line.conector_UnB terminal=1 mode=0
Residual=yes
New monitor.UnB_mon_p element=Line.conector_UnB terminal=1 mode=1
Ppolar=No
```

C.9 PVSystem.DSS

```
!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 0 .6634 .8788
.9747 1.024 1.0477 1.0517 1.0382 1.0038 .9381 .8082 .4738 0 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]
```

```

!take the default line New Line.PVline_ICCNORTE
Bus1=bus69_ICCNORTEBCE_HSB bus2=PVbusNORTE units=m
Length=30
New Line.PVline_ICCSUL Bus1=bus68_ICCSUL_HSB bus2=PVbusSUL
units=m Length=30

!Percent power generation relative to the maximum that can be installed at
ICC
!115% = 4480, 2240 EACH
!100% = 3896, 1948 EACH
!50% = 1948, 974 EACH
!25% = 974, 486 EACH
!10% = 390, 195 EACH

!pv definition
New PVSystem.PV_ICC1 phases=3 bus1=PVbusNORTE kV=13.8
kVA=2250 irrads=1.0 Pmpp=2240 temperature=25 PF=1 effcurve=Myeff
P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

New PVSystem.PV_ICC2 phases=3 bus1=PVbusSUL kV=13.8 kVA=2250
irrads=1.0 Pmpp=2240 temperature=25 PF=1 effcurve=Myeff P-
TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

New Loadshape.storageShape npts=24 interval=1 mult=[0 0 0 0 0 0 0 -1.0 -1.0
-1.0 -1.0 -1.0 -1.0 -1.0 -1.0 -1.0 -1.0 -1.0 0 0 0 0 0 0]

!Define the storage element and dispatch it in "follow" mode
!New Storage.Battery phases=3 Bus1=PVbusNORTE kV=13.8 kWra-
ted=1000 kWhrated=10000 dispmode=follow daily=storageShape

```

C.10 Run.DSS

```
!Solution Run Script for UnB

!UnB consists of:

! Devices = 258
! Buses = 179
! Nodes = 537

Compile [Master_UnB.dss]

!***** DAILY SOLUTION SCRIPT *****

set mode=daily number=24
set casename=UnB

set demand=true
set DIVERbose=true
set voltexceptionreport = true
solve

!***** END DAILY SOLUTION SCRIPT *****

Export seqv
plot general quantity=7 max=.1 dots=n labels=n subs=y ob-
ject=UNB_EXP_SEQVOLTAGES.CSV

plot circuit Power Max=1500 dots=n labels=n subs=y C1=Blue 1phli-
nestyle=3
```

```
plot circuit Voltage Max=7.967 dots=n labels=n subs=y C1=Blue 1phli-
nestyle=3

! Loss Density Plot
plot circuit Losses Max=0.007 dots=n labels=n subs=y C1=Red 1phli-
nestyle=3

show voltages ln nodes
show powers kva elements
show overloads
show currents elements
show losses
Export Capacity

! Export some monitors to CSV files
Set ShowExport=False ! automatically display exported files

Export monitor UnB_totalizedmonitor
Export monitor UnB_mon_v
Export monitor UnB_mon_p

Plot monitor object=UnB_totalizedmonitor
Plot Profile phases=all
```

C.11 Transformers.DSS

```
New Transformer.RU_1 phases=3 windings=2 buses=(bus11_RU_HSB,  
busx11_RU_LSB) conns=(delta wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(750, 750)  
xhl=4.35 %Rs=(1.13,1.13) sub=n
```

```
New Transformer.RU_2 phases=3 windings=2 buses=(bus11_RU_HSB,  
busx11_RU_LSB) conns=(delta wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(750, 750)  
xhl=4.35 %Rs=(1.13,1.13) sub=n
```

```
New Transformer.ALMOXARIFADO phases=3 windings=2 bu-  
ses=(bus113_ALMOXARIFADO_HSB, busx113_ALMOXARIFADO_LSB)  
conns=(delta wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(30, 30) xhl=2.94 %Rs=(1.90,1.90)  
sub=n
```

```
New Transformer.ida1 phases=3 windings=2 buses=(bus13_ida1_HSB,  
busx13_IDA1_LSB) conns=(delta wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(150, 150)  
xhl=3.22 %Rs=(1.37,1.37) sub=n
```

```
New Transformer.ida2 phases=3 windings=2 buses=(bus14_ida2_HSB,  
busx14_IDA2_LSB) conns=(delta wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(150, 150)  
xhl=3.22 %Rs=(1.37,1.37) sub=n
```

```
New Transformer.centrodevivencia phases=3 windings=2 bu-  
ses=(bus15_centrodevivencia_HSB, busx15_CENTRODEVIVENCIA_LSB)  
conns=(delta wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(112,5, 112,5) xhl=3.18  
%Rs=(1.47,1.47) sub=n
```

```
New Transformer.ILp4 phases=3 windings=2 buses=(bus16_ILp4_HSB,  
busx16_ILP4_LSB) conns=(delta wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(75, 75) sub=n
```

```
New Transformer.PMU2 phases=3 windings=2 buses=(bus18_PMU2_HSB,  
busx18_PMU2_LSB) conns=(delta wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(112,5, 112,5)
```



```
xhl=3.18 %Rs=(1.47,1.47) sub=n
New Transformer.PMU1 phases=3 windings=2 buses=(bus19_PMU1_HSB,
busx19_PMU1_LSB) conns=(delta wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(150, 150)
xhl=3.22 %Rs=(1.37,1.37) sub=n
New Transformer.CDS phases=3 windings=2 buses=(bus20_CDS_HSB,
busx20_CDS_LSB) conns=(delta wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(45, 45)
xhl=3.08 %Rs=(1.67,1.67) sub=n
New Transformer.CET phases=3 windings=2 buses=(bus21_CET_HSB,
busx21_CET_LSB) conns=(delta wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(112,5, 112,5)
xhl=3.18 %Rs=(1.47,1.47) sub=n
New Transformer.SIS phases=3 windings=2 buses=(bus22_SIS_HSB,
busx22_SIS_LSB) conns=(delta wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(75, 75)
xhl=3.11 %Rs=(1.60,1.60) sub=n
New Transformer.SIS2 phases=3 windings=2 buses=(bus23_SIS2_HSB,
busx23_SIS2_LSB) conns=(delta wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(75, 75) sub=n
New Transformer.SG11ATRAS phases=3 windings=2 buses=(bus24_SG11ATRAS_HSB,
busx24_SG11ATRAS_LSB) conns=(delta wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(150, 150)
xhl=3.22 %Rs=(1.37,1.37) sub=n
New Transformer.ADUNB phases=3 windings=2 buses=(bus25_ADUNB_HSB,
busx25_ADUNB_LSB) conns=(delta wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(112.5, 112.5)
sub=n
New Transformer.SG92 phases=3 windings=2 buses=(bus26_SG92_HSB,
busx26_SG92_LSB) conns=(delta wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(150, 150)
xhl=3.22 %Rs=(1.37,1.37) sub=n
New Transformer.SG91 phases=3 windings=2 buses=(bus27_SG91_HSB,
busx27_SG91_LSB) conns=(delta wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(300, 300)
```

```
sub=n
New Transformer.MASCCENTRO phases=3 windings=2 buses=(bus28_MASCCENTRO_HSB,
busx28_MASCCENTRO_LSB)
conns=(delta wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(75, 75) sub=n
New Transformer.ILP2 phases=3 windings=2 buses=(bus29_ILP2_HSB,
busx29_ILP2_LSB) conns=(delta wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(75, 75)
xhl=2.94 %Rs=(1.90,1.90) sub=n
New Transformer.SG12 phases=3 windings=2 buses=(bus3_SG12_HSB,
busx3_SG12_LSB) conns=(delta wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(112,5, 112,5)
xhl=3.18 %Rs=(1.47,1.47) sub=n
New Transformer.ILP1 phases=3 windings=2 buses=(bus30_ILP1_HSB,
busx30_ILP1_LSB) conns=(delta wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(75, 75)
xhl=3.11 %Rs=(1.60,1.60) sub=n
New Transformer.PAT phases=3 windings=2 buses=(bus31_PAT_HSB,
busx31_PAT_LSB) conns=(delta wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(112,5, 112,5)
xhl=3.18 %Rs=(1.47,1.47) sub=n
New Transformer.MALOCA phases=3 windings=2 buses=(bus32_MALOCA_HSB,
busx32_MALOCA_LSB) conns=(delta wye)
kvs=(13.8, 0.380) kvas=(75, 75) sub=n
New Transformer.MAQUETESIDA phases=3 windings=2 buses=(bus33_MAQUETESIDA_HSB,
busx33_MAQUETESIDA_LSB)
conns=(delta wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(75, 75) xhl=3.11 %Rs=(1.60,1.60)
sub=n
New Transformer.ASFUB phases=3 windings=2 buses=(bus34_ASFUB_HSB,
busx34_ASFUB_LSB) conns=(delta wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(112.5,
112.5) sub=n
```

```
New Transformer.GALPAOSGP phases=3 windings=2 buses=(bus35_GALPAOSGP_HSB, busx35_GALPAOSGP_LSB) conns=(delta wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(150, 150) xhl=3.22 %Rs=(1.37,1.37) sub=n
New Transformer.FACE phases=3 windings=2 buses=(bus36_FACE_HSB, busx36_FACE_LSB) conns=(delta wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(300, 300) xhl=4.33 %Rs=(1.23,1.23) sub=n
New Transformer.GARAGEMEOFICINA phases=3 windings=2 buses=(bus37_GARAGEMEOFICINA_HSB, busx37_GARAGEMEOFICINA_LSB) conns=(delta wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(75, 75) xhl=3.11 %Rs=(1.60,1.60) sub=n
New Transformer.BAES phases=3 windings=2 buses=(bus38_BAES_HSB, busx38_BAES_LSB) conns=(delta wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(225, 225) sub=n
New Transformer.BSANORTE phases=3 windings=2 buses=(bus39_BSANORTE_HSB, busx39_BSANORTE_LSB) conns=(delta wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(500, 500) sub=n
New Transformer.FT1 phases=3 windings=2 buses=(bus4_FT1_HSB, busx4_FT1_LSB) conns=(delta wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(150, 150) sub=n
New Transformer.IREL phases=3 windings=2 buses=(bus40_IREL_HSB, busx40_IREL_LSB) conns=(delta wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(500, 500) sub=n
New Transformer.PJC phases=3 windings=2 buses=(bus41_PJC_HSB, busx41_PJC_LSB) conns=(delta wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(112,5, 112,5) xhl=3.18 %Rs=(1.47,1.47) sub=n
New Transformer.CENTROCOMUN phases=3 windings=2 bu-
```

```

ses=(bus42_CENTROCOMUN_HSB,          busx42_CENTROCOMUN_LSB)
conns=(delta  wye)  kvs=(13.8,  0.380)  kvas=(150,  150)  xhl=3.22
%Rs=(1.37,1.37)    sub=n    New    Transformer.AUD2CANDANGOS
phases=3          windings=2          buses=(bus43_AUD2CANDANGOS_HSB,
busx43_AUD2CANDANGOS_LSB)  conns=(delta  wye)  kvs=(13.8,  0.380)
kvas=(150, 150)  xhl=3.22  %Rs=(1.37,1.37)  sub=n
New    Transformer.LABMETFE1    phases=3    windings=2    bu-
ses=(bus44_LABMETFE1_HSB,  busx44_LABMETFE1_LSB)  conns=(delta
wye)  kvs=(13.8, 0.380)  kvas=(112,5, 112,5)  xhl=3.18  %Rs=(1.47,1.47)  sub=n
New  Transformer.ILP5  phases=3  windings=2  buses=(bus45_ILP5_HSB,
busx45_ILP5_LSB)  conns=(delta  wye)  kvs=(13.8, 0.380)  kvas=(75, 75)  sub=n
New  Transformer.FS_1  phases=3  windings=2  buses=(bus46_FS_HSB,
busx46_FS_LSB)  conns=(delta  wye)  kvs=(13.8, 0.380)  kvas=(500, 500)
xhl=4.34  %Rs=(1.20,1.20)  sub=n
New  Transformer.FS_2  phases=3  windings=2  buses=(bus46_FS_HSB,
busx46_FS_LSB)  conns=(delta  wye)  kvs=(13.8, 0.380)  kvas=(500, 500)
xhl=4.34  %Rs=(1.20,1.20)  sub=n
New  Transformer.CAEP  phases=3  windings=2  buses=(bus47_CAEP_HSB,
busx47_CAEP_LSB)  conns=(delta  wye)  kvs=(13.8, 0.380)  kvas=(300, 300)
sub=n
New  Transformer.NMT  phases=3  windings=2  buses=(bus48_NMT_HSB,
busx48_NMT_LSB)  conns=(delta  wye)  kvs=(13.8, 0.380)  kvas=(75, 75)
xhl=3.11  %Rs=(1.60,1.60)  sub=n
New  Transformer.CRAD  phases=3  windings=2  buses=(bus49_CRAD_HSB,
busx49_CRAD_LSB)  conns=(delta  wye)  kvs=(13.8, 0.380)  kvas=(112.5,
112.5)  sub=n

```

```
New Transformer.FT2 phases=3 windings=2 buses=(bus5_FT2_HSB,
busx5_FT2_LSB) conns=(delta wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(150, 150)
xhl=3.22 %Rs=(1.37,1.37) sub=n
New Transformer.LABESTGEOAMB phases=3 windings=2 bu-
ses=(bus50_LABESTGEOAMB_HSB, busx50_LABESTGEOAMB_LSB)
conns=(delta wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(225, 225) xhl=4.32
%Rs=(1.24,1.24) sub=n
New Transformer.DIRMANUTEN phases=3 windings=2 bu-
ses=(bus51_DIRMANUTEN_HSB, busx51_DIRMANUTEN_LSB)
conns=(delta wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(300, 300) sub=n
New Transformer.CEFTRU phases=3 windings=2 bu-
ses=(bus52_CEFTRU_HSB, busx52_CEFTRU_LSB) conns=(delta wye)
kvs=(13.8, 0.380) kvas=(112,5, 112,5) xhl=3.18 %Rs=(1.47,1.47) sub=n
New Transformer.CPD phases=3 windings=2 buses=(bus53_CPD_HSB,
busx53_CPD_LSB) conns=(delta wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(300, 300)
sub=n
New Transformer.CESPE_1 phases=3 windings=2 bu-
ses=(bus54_CESPE_HSB, busx54_CESPE_LSB) conns=(delta wye) kvs=(13.8,
0.380) kvas=(500, 500) xhl=4.34 %Rs=(1.20,1.20) sub=n
New Transformer.CESPE_2 phases=3 windings=2 bu-
ses=(bus54_CESPE_HSB, busx54_CESPE_LSB) conns=(delta wye) kvs=(13.8,
0.380) kvas=(500, 500) xhl=4.34 %Rs=(1.20,1.20) sub=n
New Transformer.IQ1 phases=3 windings=2 buses=(bus55_IQ1_HSB,
busx55_IQ1_LSB) conns=(delta wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(45, 45)
xhl=3.08 %Rs=(1.67,1.67) sub=n
New Transformer.TORRETELEF phases=3 windings=2 bu-
```

```
ses=(bus56_TORRETELEF_HSB,          busx56_TORRETELEF_LSB)
conns=(delta wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(45, 45) sub=n
New      Transformer.MASCSUL      phases=3      windings=2      bu-
ses=(bus57_MASCSUL_HSB, busx57_MASCSUL_LSB) conns=(delta wye)
kvs=(13.8, 0.380) kvas=(75, 75) sub=n
New      Transformer.IQ2.1 phases=3 windings=2 buses=(bus58_IQ2_HSB,
busx58_IQ2_LSB) conns=(delta wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(500, 500)
xhl=4.34 %Rs=(1.20,1.20) sub=n
New      Transformer.IQ2.2 phases=3 windings=2 buses=(bus58_IQ2_HSB,
busx58_IQ2_LSB) conns=(delta wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(500, 500)
xhl=4.34 %Rs=(1.20,1.20) sub=n
New      Transformer.IB1.1 phases=3 windings=2 buses=(bus59_IB1_HSB,
busx59_IB1_LSB) conns=(delta wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(500, 500)
xhl=4.34 %Rs=(1.20,1.20) sub=n
New      Transformer.IB1.2 phases=3 windings=2 buses=(bus59_IB1_HSB,
busx59_IB1_LSB) conns=(delta wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(500, 500)
xhl=4.34 %Rs=(1.20,1.20) sub=n
New      Transformer.CEPLAN      phases=3      windings=2      bu-
ses=(bus6_CEPLAN_HSB,   busx6_CEPLAN_LSB)   conns=(delta wye)
kvs=(13.8, 0.380) kvas=(112.5, 112.5) sub=n
New      Transformer.BSASUL      phases=3      windings=2      bu-
ses=(bus60_BSASUL_HSB,  busx60_BSASUL_LSB)  conns=(delta wye)
kvs=(13.8, 0.380) kvas=(500, 500) sub=n
New      Transformer.IB2 phases=3 windings=2 buses=(bus62_IB2_HSB,
busx62_IB2_LSB) conns=(delta wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(750, 750)
xhl=4.35 %Rs=(1.13,1.13) sub=n
```

```

New Transformer.SEFT phases=3 windings=2 buses=(bus65_SEFT_HSB,
busx65_SEFT_LSB) conns=(delta wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(500, 500)
xhl=4.34 %Rs=(1.20,1.20) sub=n
New Transformer.REITORIA_1 phases=3 windings=2 bu-
ses=(bus67_REITORIA_HSB, busx67_REITORIA_LSB) conns=(delta wye)
kvs=(13.8, 0.380) kvas=(500, 500) xhl=4.34 %Rs=(1.20,1.20) sub=n
New Transformer.REITORIA_2 phases=3 windings=2 bu-
ses=(bus67_REITORIA_HSB, busx67_REITORIA_LSB) conns=(delta wye)
kvs=(13.8, 0.380) kvas=(500, 500) xhl=4.34 %Rs=(1.20,1.20) sub=n
New Transformer.ICCSUL_1 phases=3 windings=2 bu-
ses=(bus68_ICCSUL_HSB, busx68_ICCSUL_LSB) conns=(delta wye)
kvs=(13.8, 0.380) kvas=(500, 500) xhl=4.34 %Rs=(1.20,1.20) sub=n
New Transformer.ICCSUL_2 phases=3 windings=2 bu-
ses=(bus68_ICCSUL_HSB, busx68_ICCSUL_LSB) conns=(delta wye)
kvs=(13.8, 0.380) kvas=(500, 500) xhl=4.34 %Rs=(1.20,1.20) sub=n
New Transformer.ICCSUL_3 phases=3 windings=2 bu-
ses=(bus68_ICCSUL_HSB, busx68_ICCSUL_LSB) conns=(delta wye)
kvs=(13.8, 0.380) kvas=(500, 500) xhl=4.34 %Rs=(1.20,1.20) sub=n
New Transformer.ICCNORTEBCE_1 phases=3 windings=2 bu-
ses=(bus69_ICCNORTEBCE_HSB, busx69_ICCNORTEBCE_LSB)
conns=(delta wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(750, 750) xhl=4.35
%Rs=(1.13,1.13) sub=n
New Transformer.ICCNORTEBCE_2 phases=3 windings=2 bu-
ses=(bus69_ICCNORTEBCE_HSB, busx69_ICCNORTEBCE_LSB)
conns=(delta wye) kvs=(13.8, 0.380) kvas=(750, 750) xhl=4.35
%Rs=(1.13,1.13) sub=n
New Transformer.ICCNORTEBCE_3

```

```
phases=3          windings=2          buses=(bus69.ICCNORTEBCE_HSB,
busx69.ICCNORTEBCE_LSB)  conns=(delta  wye)  kvs=(13.8,  0.380)
kvas=(750, 750) xhl=4.35 %Rs=(1.13,1.13) sub=n
New Transformer.oficinasespeciais  phases=3  windings=2  bu-
ses=(bus7_oficinasespeciais_HSB,          busx7_OFICINASESPECIAIS_LSB)
conns=(delta  wye)  kvs=(13.8,  0.380)  kvas=(225,  225)  xhl=4.32
%Rs=(1.24,1.24) sub=n
New Transformer.amb1  phases=3  windings=2  buses=(bus8.amb1_HSB,
busx8_AMB1_LSB)  conns=(delta  wye)  kvs=(13.8,  0.380)  kvas=(75,  75)
sub=n
New Transformer.FD_1  phases=3  windings=2  buses=(bus84.FD_HSB,
busx84.FD_LSB)  conns=(delta  wye)  kvs=(13.8,  0.380)  kvas=(112,5,  112,5)
xhl=3.18 %Rs=(1.47,1.47) sub=n
New Transformer.FD_2  phases=3  windings=2  buses=(bus84.FD_HSB,
busx84.FD_LSB)  conns=(delta  wye)  kvs=(13.8,  0.380)  kvas=(112,5,  112,5)
xhl=3.18 %Rs=(1.47,1.47) sub=n
New Transformer.NMICDTantigos  phases=3  windings=2  bu-
ses=(bus9_NMICDTantigos_HSB, busx9_NMICDTantigos_LSB)  conns=(delta
wye)  kvs=(13.8,  0.380)  kvas=(75,  75)  xhl=3.11 %Rs=(1.60,1.60) sub=n
New Transformer.CDT  phases=3  windings=2  buses=(bus97_CDT_HSB,
busx97_CDT_LSB)  conns=(delta  wye)  kvs=(13.8,  0.380)  kvas=(300,  300)
xhl=4.33 %Rs=(1.23,1.23) sub=n
New Transformer.ICS  phases=3  windings=2  buses=(bus78_ICS_HSB,
busx78_ICS_LSB)  conns=(delta  wye)  kvs=(13.8,  0.380)  kvas=(500,  500)
sub=n
```


C.12 WireData.DSS

!Dados dos condutores utilizados com base nas tabelas adotadas

New WireData.AL_#1/0.7STR Rac=0.709 Runits=km GMRac=0.00388 GM-
Runits=m Diam=1.011 Radunits=cm Normamps=240 Emergamps=312

New WireData.AL_#4.7STR Rac=1.712 Runits=km GMRac=0.00244 GM-
Runits=m Diam=0.636 Radunits=cm Normamps=140 Emergamps=182

New WireData.AL_#2.7STR Rac=1.102 Runits=km GMRac=0.00308 GM-
Runits=m Diam=0.801 Radunits=cm Normamps=190 Emergamps=247

New WireData.CU_35mm Rdc=0.868 Runits=km GMRunits=m Diam=0.7
Radunits=cm Normamps=187 Emergamps=243.1

New WireData.CU_95mm Rdc=0.320 Runits=km GMRunits=m Diam=1.15
Radunits=cm Normamps=345 Emergamps=448.5