

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Eu, Prof. Jose Aquiles Baesso Grimon, orientador do projeto de formatura em questão, estou de acordo com o projeto e sua catalogação.


Assinatura do Professor Orientador do Projeto

Catalogação-na-publicação

Ladeira, Lucas

Os impactos da geração solar distribuída na rede de distribuição / L. Ladeira,
M. Santos – São Paulo, 2022.
72 p.

Trabalho de Formatura - Escola Politécnica da Universidade de São
Paulo. Departamento de Engenharia de Telecomunicações e Controle.

1. Rede de Distribuição 2. Energia Solar Fotovoltaica I. Universidade de São
Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Telecomunicações e
Controle II.t. III. Santos, Matheus



ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

PEA3507 Projeto de Formatura II

TERMO DE ORIGINALIDADE¹

Eu (nós) abaixo qualificado(s) como aluno(s) regularmente matriculado(s) no Curso de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da USP, declaro que o relatório final "Os impactos da geração solar distribuída na rede de distribuição (Relatório final do trabalho de conclusão de curso apresentado à disciplina PEA3507 - Projeto de Formatura II)" entregue em versão eletrônica, orientada pelo professor Dr. Jose Aquiles Baesso Grimon, no segundo semestre de 2022, como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia, é produto de minha elaboração própria, desenvolvida com base em referências devidamente indicadas com base nas Normas Técnicas vigentes para indicação de citações (diretas e indiretas) e referências, e não representa plágio de qualquer material existente e disponível em qualquer meio.

Estou cônscio: (a) do que é plágio; (b) que copiar, total ou parcialmente, um fruto de trabalho realizado por outra pessoa é inaceitável, mesmo que seja de domínio público; pelo Código de Ética da USP, Resolução 4871 de 22/10/2001, Art. 23 – "É vedado aos membros do corpo discente e demais alunos da Universidade lançar mão de meios e artifícios que possam fraudar a avaliação do desempenho, seu ou de outrem, em atividades acadêmicas, culturais, artísticas, desportivas e sociais, no âmbito da Universidade, e acobertar a eventual utilização desses meios"; (c) dos requisitos expostos Lei 9.610, de 19/02/1998, referente a Direitos Autorais; (d) das penalidades previstas nos artigos 297-299 do Código Penal Brasileiro.

São Paulo, 29 de outubro de 2022.

Alunos

assinatura: *Matheus Santos*

Nome: Matheus de Oliveira Santos
NUSP: 11027790

Alunos

assinatura: *Lucas Ladeira*

Nome: Lucas Menezes Ladeira
NUSP: 10773054

¹ Adaptado a partir do Termo de Originalidade utilizado na Disciplina PQI-2000 do Departamento de Engenharia Química da EPUSP.

**LUCAS MENEZES LADEIRA
MATHEUS DE OLIVEIRA SANTOS**

**Os impactos da geração solar distribuída na rede de distribuição
(Relatório final do trabalho de conclusão de curso apresentado à disciplina
PTC 3531 - Laboratório de Projeto de Automação e Controle II)**

**São Paulo
2022**

**LUCAS MENEZES LADEIRA
MATHEUS DE OLIVEIRA SANTOS**

Os impactos da geração solar distribuída na rede de distribuição (Relatório final do trabalho de conclusão de curso apresentado à disciplina PTC 3531 - Laboratório de Projeto de Automação e Controle II)

Projeto de Formatura apresentado à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Bacharel em Engenharia

Orientador: Prof. Dr. Jose Aquiles Baesso Grimoní

**São Paulo
2022**

RESUMO

O projeto consiste em analisar dados históricos e recentes de consumo mensal de energia elétrica de todos os consumidores da cidade de São Paulo, classificando-os de acordo com os bairros de cada um e, de acordo com parâmetros pré-definidos, definir um bairro objeto de estudo para simulação de diversos cenários em relação à geração solar fotovoltaica distribuída e como o aumento dessa geração pode impactar a rede de distribuição. O projeto foi dividido em etapas que consistem em Levantamento das informações necessárias de consumo, escolha dos parâmetros e bairros a serem analisados, definição do software a ser utilizado nas simulações, aprendizado do modelo e linguagem do software e realização das simulações.

Palavras-Chave: Engenharia. Geração. Distribuída. Fotovoltaica. Distribuição. Impacto. Simulação.

ABSTRACT

The project consists of analyzing historical and recent data of monthly electricity consumption of all consumers in the city of São Paulo, classifying them according to the neighborhoods of each one and, according to pre-defined parameters, defining a neighborhood to be object of study to simulate different scenarios in relation to distributed photovoltaic solar generation and how the increase in this generation can impact the energy distribution network. The project was divided into stages consisting of surveying the necessary information on consumption, choosing the parameters and neighborhoods to be analyzed, defining the software to be used in the simulations, learning the model and software language and carrying out the simulations.

Keywords: Engineering. Generation. Distributed. Photovoltaic. Distribution. Impact. Simulation.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	8
2. OBJETIVO	9
3. METODOLOGIA	10
4. DESENVOLVIMENTO	11
4.1 Análise Setorial	11
4.2 Levantamento dos Bairros	13
4.3 Levantamento das tipologias de carga	19
4.4 Ajustes finais e bairro escolhido	20
4.5 Modelagem da Carga do bairro	22
4.6 Definição e aprendizado do software escolhido para as simulações	26
4.7 Pré-Simulações no OpenDSS	26
4.8 Modelagem OpenDSS	31
4.8.1 Modelagem OpenDSS - Cenário sem GD	31
4.8.2 Modelagem OpenDSS - Cenário com GD	39
5. CONCLUSÃO	43
6. REFERÊNCIAS	43
7. ANEXOS	45
7.1 ANEXO A - CÓDIGO OPENDSS PARA 40% DE PENETRAÇÃO DA GD	45
7.1.1 ARQUIVO MASTER	45

1. INTRODUÇÃO

O mercado de geração de energia do Brasil vem mudando ao longo dos anos e o uso de energias renováveis é cada vez mais comentado, estudado e procurado pelos consumidores. Nessa perspectiva, um dos tipos de geração que mais cresce nos últimos anos é a geração solar distribuída. Cada vez mais residentes enxergam o potencial de gerar energia em seus telhados e, muitas vezes, se tornam autossuficientes, deixando de ser consumidores e passando a ser mais um gerador na rede, possuindo maior previsibilidade do custo com energia e deixando de depender das concessionárias.

Entretanto, a rede de distribuição foi construída e projetada para fornecer energia aos consumidores, cuja expansão da rede foi calculada com base em dados conhecidos de fornecimento de energia e reforçada de acordo com as necessidades dos clientes. É necessário estudar e entender o que a presença de geradores nas residências, que invertem o fluxo de corrente, pode impactar na rede de distribuição. Especialmente porque a energia solar é uma fonte intermitente cujos horários de funcionamento não tendem a ser compatíveis com os horários de pico de demanda de bairros residenciais, os quais há predominância de sobrecarga no período noturno.

2. OBJETIVO

O presente projeto visa compreender e mensurar o impacto que a geração solar distribuída pode causar na rede de distribuição de baixa tensão, presente nos bairros residenciais, por meio de simulações e estudos de resultados. Será feito uma análise de uma rede de um pequeno bairro com alguns cenários de presença de geração distribuída nas residências. Esses diferentes ensaios dizem respeito ao número de geradores na rede, em comparação com o cenário atual.

Durante esta etapa, foi necessário dados suficientes para a realização da simulação em um bairro real da cidade de São Paulo. Atualmente, existem análises parecidas de outras cidades como o “Estudo de caso para viabilizar a instalação de microgeração fotovoltaica no projeto “200 Telhados” (2018) da CPFL em Campinas (SP)”, que serviu de inspiração para o tema de estudo.

3. METODOLOGIA

A proposta é, primeiramente, entender o cenário atual de geração de energia no Brasil e compará-la com o resto do mundo, entendendo a matriz de energia, a evolução da geração de energia nos últimos anos, a evolução da geração solar centralizada e distribuída e as projeções de mercado para os próximos anos, com o objetivo de balizar as simulações que serão feitas. Todas essas informações são públicas e abertas em sites como a Absolar, Empresa de Pesquisa Energética (EPE), ANEEL, entre outras.

Num segundo momento, será feito um levantamento dos principais bairros de São Paulo para escolher o alvo da análise. Através do BDGD (Base de Dados Geográfica da Distribuidora), é possível calcular o número de consumidores que cada bairro possui, além do seu consumo mensal, tipologia de carga associada ao longo do dia, medida a cada revisão tarifária e seu tipo de conexão com a rede. Com a ajuda dos dados complementares dos sites do setor elétrico, dimensionar o sistema total de geração, composta por “X%” das casas daquele bairro. Todas as premissas utilizadas serão alvos de uma análise de sensibilidade, para possibilitar a compreensão de diferentes cenários possíveis.

Por último, será construída uma simulação virtual para cada cenário da rede do bairro escolhido, além do cenário atual, comparando-as e concluindo se existe e quais são os impactos na rede de distribuição.

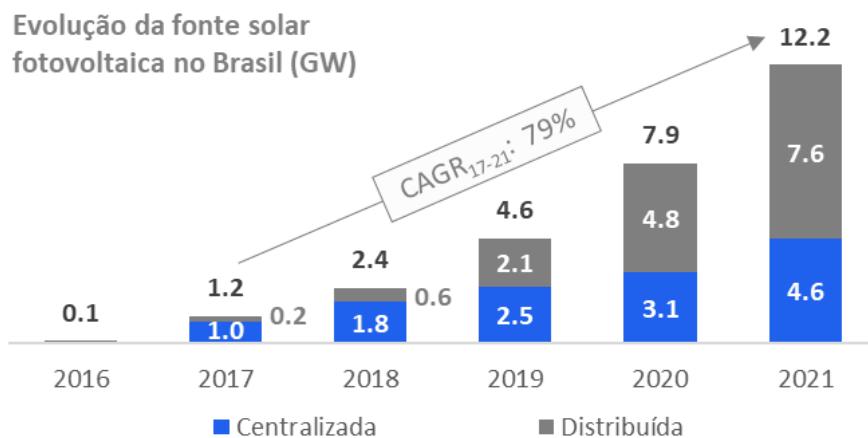
Deste modo, pode-se dividir o trabalho em 3 etapas: (i) Introdução Teórica (dados de mercado), (ii) Definição dos Parâmetros e (iii) Simulações e Conclusões.

4. DESENVOLVIMENTO

4.1 Análise Setorial

Como primeira etapa e motivação do projeto, foi feita uma breve análise setorial do mercado de energia solar fotovoltaica. Estes dados servem tanto para motivação quanto para demonstrar a importância do trabalho que vem sendo desenvolvido. Como destaque, vale ressaltar a evolução da energia solar fotovoltaica nos últimos anos, fazendo um comparativo com outros países importantes nessa tecnologia. Além disso, é fundamental destacar o impacto da energia solar distribuída na matriz elétrica brasileira.

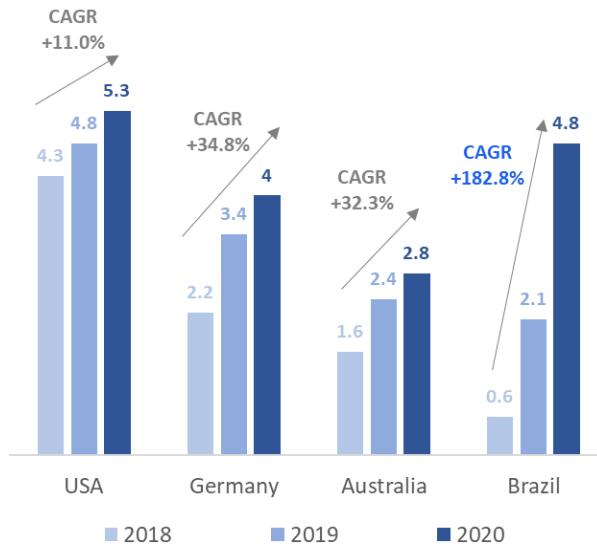
Figura 1 - Evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil [GW].



Fonte: Elaboração própria através de dados da ABSOLAR.

Este é o melhor momento para energia solar fotovoltaica no Brasil, país com maior crescimento na geração de energia elétrica fotovoltaica distribuída desde 2018. Segundo a Absolar, a energia fotovoltaica distribuída ainda deve ser o foco no Brasil nos próximos anos, gerando eficiência pela proximidade entre geração e consumo, além da otimização do espaço físico.

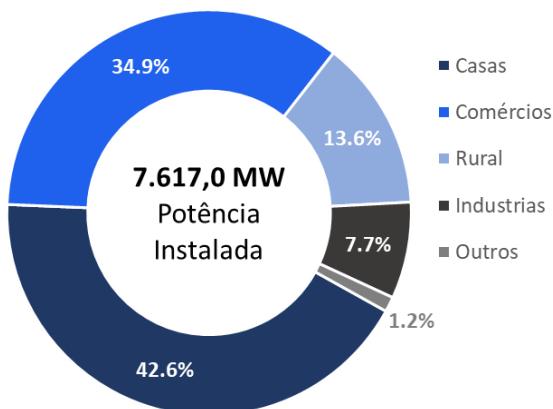
Figura 2 - Crescimento da energia fotovoltaica distribuída por país.



Fonte: Elaboração própria através de dados da ABSOLAR.

Grande parte da potência instalada se localiza em casas e comércios, na qual o mercado livre de energia ainda não se consolidou como uma opção devido aos mínimos de demanda estipulados pela ANEEL.

Figura 3 – Distribuição da Potência Instalada solar



Fonte: Elaboração própria através de dados da ABSOLAR.

4.2 Levantamento dos Bairros

Após a análise do setor, foi feito um levantamento de bairros para as simulações, no qual foi necessário obter uma base disponibilizada publicamente que reunisse informações geográficas e energéticas, de forma que fosse possível discriminar os bairros e consumidores com seus respectivos consumos médios mensais, e se possível, seu padrão de consumo. Para tal, a solução encontrada e adotada foi o BDGD (Base de Dados Geográfica da Distribuidora). Nessa base, encontram-se arquivos que relacionam entidades geográficas (pontos nos quais os consumidores se localizam, em latitude e longitude) com os dados de consumo destas cargas.

Figura 4 - Manifestação ao site Fala BR!

Resumo

BDGD - ANEEL

Fale aqui

Caros,

Gostaria de acesso aos BDGD (Base de Dados Geográfica da Distribuidora, conforme definido no Módulo 10 do Prodist) mais atuais disponíveis
Desde já agradeço.

Anexos Originais

Não foram encontrados registros.

Fonte: Elaboração própria.

A manifestação pela base de dados foi feita no site Fala.BR, do Governo Federal. Após a recepção destes arquivos via protocolo FTP (File Transfer Protocol), foram baixados os seguintes arquivos dos anos de 2019 até 2021 da distribuidora ELETROPAULO, conforme descrito no Módulo 10 do PRODIST:

- i. Unidade Consumidora de Baixa Tensão (UCBT): arquivo que contém informações energéticas de todos os consumidores de baixa tensão da distribuidora, com consumo dos 12 meses, bairro, ponto notável (coluna chave que liga com a tabela (PONNOT), situação (ativo ou inativo), grupo tarifário (B1,B1BR, B2 ou B3);

- ii. Ponto Notável (PONNOT): chave do ponto notável para ligar ao consumidor das tabelas de consumo, X e Y como latitude e longitude.

Para trabalhar com a base de dados de consumidores de baixa tensão, foi escolhida a plataforma Google Colaboratory. Este é um produto do Google Research, área de pesquisas científicas do Google que permite executar código Python pelo navegador e é especialmente adequado para aprendizado de máquina, análise de dados e educação. Pela sua facilidade e praticidade, além da possibilidade de acesso simultâneo pela dupla do trabalho, foi a solução ideal para esta etapa.

Primeiramente, foi feita a importação dos dados e instalação das bibliotecas que poderiam ser úteis para o trabalho. Após isto foi feito um tratamento dos dados. O tratamento seguiu algumas premissas, além de analisar o que poderia ser reduzido da base inicial - em outras palavras, quais colunas não seriam utilizadas -, para fins de melhor processamento e visualização dos dados. Foram ponderados os seguintes pontos:

- i. Não é necessário, e nem recomendável, lidar com consumidores inativos na rede, já que aquele ponto não existe mais na prática e poderia trazer “ruído” para os resultados. Foi consultado o Módulo 10 do PRODIST, e a coluna que diz respeito aos consumidores ativos é a SIT_ATIV; após uma limpeza, a base inicial que possuía 7.686.372 consumidores foi reduzida a 7.251.694.

Figura 5 - Remoção de consumidores inativos do DataFrame.

```
[ ] inicial = len(df.index)
print('Número de registros do DataFrame Inicial = ',inicial)

Número de registros do DataFrame Inicial =  7686372

[ ] df = df[df['SIT_ATIV'] == "AT"]

[ ] inativos =inicial-len(df.index)
print('Número de inativos  = ', inativos)

Número de inativos  =  434678
```

Fonte: Elaboração própria.

- ii. Os consumidores com 12 meses zerados, seja porque já eram inativos e estavam com a coluna “SIT_ATIV” errada ou não estão consumindo de forma geral não entram no escopo do estudo. As colunas “ENE_01” até “ENE_12” representam individualmente o consumo de cada mês de janeiro até dezembro, segundo o Módulo 10 do PRODIST.

Figura 6 - Remoção dos consumidores com os 12 meses zerados.

```
[ ] df['CMedio'] = df.loc[:, "ENE_01":"ENE_12"].mean(axis=1)

[ ] df = df[df['CMedio'] > 0]

[ ] zerados = inicial -inativos -len(df.index)
print('Número de consumidores com dados zerados = ', zerados)

Número de consumidores com dados zerados = 7706
```

Fonte: Elaboração própria.

Houve uma perda residual de consumidores, indicando que a grande maioria da base são consumidores ativos e participam do estudo proposto.

- iii. Pode haver outliers entre os meses, isto é, um consumidor um mês com consumo exageradamente maior ao seu padrão, típico erro de preenchimento que uma base com mais de 7 milhões de linhas pode possuir. Por essa razão, foi proposta uma metodologia de remoção de outliers conhecida como Z score. Essa metodologia consiste em avaliar quão distantes os valores estão da sua média em relação ao desvio padrão. Isto é, se um valor subtraído pela média e dividido pelo desvio padrão der um resultado de 2, seu Z score é de 2. Muitas bibliografias de ciência de dados indicam que um bom valor padrão de Z score para definir um outlier são aqueles superiores a 3. Com isso, meses considerados outliers não irão entrar no cálculo da média de consumo mensal por consumidor (coluna CMedioFinal) para não influenciarem na análise individual por bairro, de suma importância para este projeto.

Figura 7 - Outliers por Z score.

```
[ ] cols = ["ENE_01","ENE_02","ENE_03","ENE_04","ENE_05","ENE_06","ENE_07","ENE_08","ENE_09","ENE_10","ENE_11","ENE_12"]

[ ] df['DesvPad'] = df.loc[:, "ENE_01":"ENE_12"].std(axis=1)

[ ] for indice in cols:
    df[indice] = np.where((df[indice] > df["CMedio"] + 3 * df["DesvPad"]) | (df[indice] < df["CMedio"] - 3 * df["DesvPad"]), np.nan, df[indice])

[ ] df['CMedioFinal'] = df.loc[:, "ENE_01":"ENE_12"].mean(axis=1)

[ ] print('Número de registros do DataFrame Final = ',len(df))

Número de registros do DataFrame Final = 7210668
```

Fonte: Elaboração própria.

- iv. Existem muitas informações valiosas no BDGD para estudo. Porém, neste projeto, várias delas não virão ao caso de análise e apenas representarão perda de processamento do código. Por isto, fizemos algumas remoções de colunas no DataFrame.

Foi feita uma limpeza e tratamento da coluna de bairros, eliminando os logradouros. Implementou-se uma lógica para remoção de caracteres desnecessários como “*”.

Figura 8 - Correção da coluna de bairros.

```
[ ] bairros = df['BRR'].str.split('\d+',1,expand = True)

[ ] df['BRR'] = bairros[1].str.replace('\d+', '', regex=True)

[ ] def replace_all(df, dic):
    for i, j in dic.items():
        df = df.str.replace(i, j)
    return df
rep = {"S/N": "", "(: "", ")": "", "#": "", "-": "", "*": "", ",": "", ".": "", "/": ""}
df['BRR']= replace_all(df['BRR'],rep)
```

Fonte: Elaboração própria.

Como mencionado anteriormente, há alguns critérios que o bairro escolhido deve seguir para ser o objeto de estudo. Levando em conta a análise de referências bibliográficas e os objetivos desse projeto, foram definidas as seguintes métricas para filtragem de bairros.

- i. O bairro deverá ter um percentual mínimo de grupo de tensão B1 de 90% em relação ao total;
- ii. O bairro deve ter no mínimo 60 UCs e no máximo 100, para ser feito um estudo de caso plausível para os fins deste projeto

Figura 9 - Métricas 1 e 2 da filtragem de bairros.

```
[ ] df_sg = df.filter(['BRR','GRU_TAR','CMedioFinal'], axis=1)
df_sg = df_sg.pivot_table(values = 'CMedioFinal',columns = 'GRU_TAR',index = 'BRR',aggfunc = 'count')
df_sg.reset_index(inplace=True)
df_sg.fillna(0,inplace = True)
df_sg['Percentual_B1'] = df_sg['B1']/(df_sg['B1']+df_sg['B1BR']+df_sg['B2RU']+ df_sg['B3'])
df_sg = df_sg[df_sg['Percentual_B1'] >= 0.9]
df_sg = df_sg[(df_sg['B1'] >= 150) & (df_sg['B1'] < 3000)]
x = list(df_sg['BRR'])
df_sg.to_excel(path + '/condição_1_bairro.xlsx')
```

Fonte: Elaboração própria.

- iii. O bairro deverá estar localizado em área urbana ou predominantemente urbana (ARE_LOC) de 90% mínimo.

Figura 10 - Métrica 3 da filtragem de bairros.

```
[ ] print(df['ARE_LOC'].unique())
[ 'UB' ]
```

Fonte: Elaboração própria.

- iv. O bairro deverá ter uma média de gasto de 150 reais em conta de luz, das parcelas TE e TUSD (sem contar bandeiras);

Figura 11 - Métrica 4 da filtragem de bairros.

```
tusd = 0.30711
te = 0.28738
perc_tributos = 0.25
df_conta = df.filter(['BRR','GRU_TAR','CMedioFinal'], axis=1)
df_conta = df_conta[df_conta['GRU_TAR'] == 'B1']
df_conta['ContaLuz'] = df_conta['CMedioFinal']*(tusd+te)*(1+perc_tributos)
df_conta = df_conta.pivot_table(values = 'ContaLuz', index = 'BRR', aggfunc = 'mean')
df_conta.reset_index(inplace=True)
df_conta = df_conta[df_conta['ContaLuz'] >= 150]
y = list(df_conta['BRR'])
df_conta.to_excel(path + '/condição_3_bairro.xlsx')
```

Fonte: Elaboração própria.

Para a última métrica (iv), foram definidas as variáveis “tusd” e “te” como sendo as tarifas de uso da rede de distribuição e tarifa de energia, respectivamente, utilizando-se dos valores atualizados para a distribuidora Eletropaulo, além de um percentual de tributos de 25%.

- v. O bairro deverá ter um coeficiente de variação menor que 70%, para ter baixa ou média dispersão entre os indivíduos e garantir que não há UCs muito grandes "puxando" a média para cima.

Figura 12 - Métrica 5 da filtragem de bairros.

```
] df_disp = df.filter(['BRR','GRU_TAR','CMedioFinal'], axis=1)
df_disp = df_disp[df_disp['GRU_TAR'] == 'B1']
df_disp = df_disp.pivot_table(values = 'CMedioFinal', index = 'BRR', aggfunc = ['mean', 'std'])
df_disp = df_disp.droplevel(1, axis=1)
df_disp.reset_index(inplace=True)
df_disp['CVar'] = df_disp['std']/df_disp['mean']
df_disp = df_disp[df_disp['CVar'] <= 0.7]
df_disp.to_excel(path + '/condição_4_bairro.xlsx')
z = list(df_disp['BRR'])
```

Fonte: Elaboração própria.

A célula do código calcula o coeficiente de variação, definido pelo desvio padrão sobre a média, por bairro, e retorna para a lista apenas os bairros com coeficiente menor que 0,7. No fim, é feita a intersecção das listas de bairros que foram aprovados em cada critério. Os bairros aprovados em todos os critérios seguem para análise.

Com os bairros selecionados pelas métricas implementadas, o próximo passo é realizar o teste destes bairros com sua chave no arquivo de pontos notáveis, para estudarmos se o bairro está bem representado geograficamente e se é viável para a implementação do circuito. O arquivo de pontos é lido e salvo em um DataFrame. Depois, é feito um *merge* com o DataFrame reduzido aos bairros selecionados. Este DataFrame, representado no último item como “df_final”, foi salvo em um Microsoft Excel e depois lido novamente como “df”.

Figura 13 - Leitura do arquivo de pontos notáveis.

```
[ ] pts = pd.read_pickle(path + "/DadosPT.pkl")
```

Fonte: Elaboração própria.

Figura 14: Merge da base de consumidores (filtrada pelos bairros) e base de pontos.

```
[ ] df = df.merge(right = pts, how='left',left_on='PN_CON', right_on='COD_ID')
df.drop(['MUN','DIST','OBJECTID'],inplace=True,axis=1)
```

Fonte: Elaboração própria.

Com a filtragem de bairros feita e o *merge* com arquivo de pontos concluído, esta etapa do trabalho chega a sua primeira versão. Os consumidores cujo ponto não foi encontrado foram removidos, algumas colunas que não eram necessárias para a análise foram retiradas para melhor visualização.

O DataFrame foi exportado a uma planilha do Microsoft Excel e com isso é possível obter a visualização do resultado.

4.3 Levantamento das tipologias de carga

Uma das informações previstas no BDGD é a coluna TIP_CC. Esta coluna está ligada a uma informação disponibilizada pelo módulo 6 do PRODIST: a cada revisão tarifária, a distribuidora é incumbida de enviar à ANEEL curvas típicas oriundas de medições de campanha. Essas curvas são obtidas através do agrupamento pelo método de Ward: as curvas de cada classe (residencial, rural, comercial, industrial e iluminação pública) são agrupadas em clusters com tipologias

similares, segundo seus perfis de consumo, e assim esses grupos representam curvas com perfis semelhantes de demanda. Na Eletropaulo, cada um destes setores tem 10 curvas de carga diferentes, e no BDGD cada um dos consumidores é associado a uma destas tipologias de demanda obtidas.

Figura 15 - Tipologia de carga, rede e injeções.

TIPOLOGIAS DE CARGA, REDE E INJEÇÕES					
Informação	Especificação	Unidade	Periodicidade	Observação	
Tipologia de carga	Representada por curvas de carga típicas para um dia útil, um sábado e um domingo, conforme estratificações definidas no Módulo 2	MW	De acordo com o cronograma da Revisão Tarifária Periódica – RTP	<ul style="list-style-type: none"> - Considerar as premissas de medição definidas no Módulo 2 - A construção das tipologias a partir das medições realizadas deverá basear-se em conceitos estatísticos consolidados - A integralização da curva deverá ser realizada em intervalos de 15 minutos - Devem ser indicados os postos tarifários (ponta e fora de ponta) - As tipologias deverão ser ajustadas ao mercado de energia da distribuidora. 	

Fonte: PRODIST - módulo 6.

Figura 16 - Unidade consumidora de baixa tensão.

Designação da Entidade: Unidade Consumidora de Baixa Tensão
 Designação da Modelagem: UCBT
 Tipo: Ponto

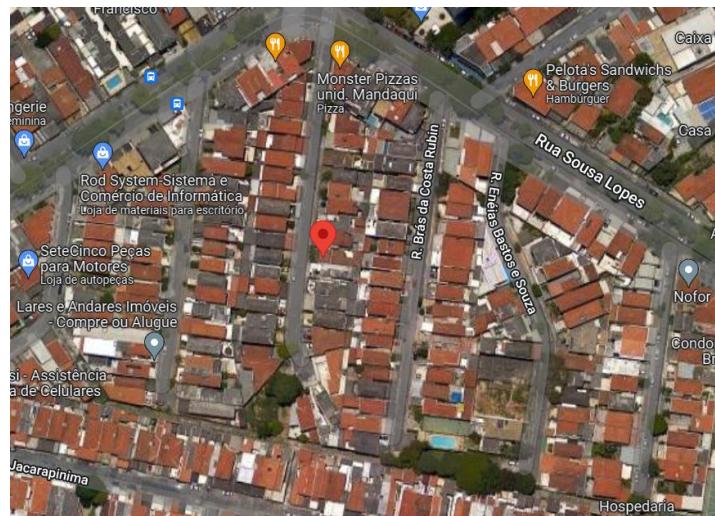
#	CAMPO	TIPO	TAMANHO MAXIMO	OBRIGATÓRIO	CHAVE	PADRÃO	Descrição
1	COD_ID	Texto	20	Sim	Sim	Distribuidora	Código identificador da unidade consumidora
2	DIST	Código externo		Sim		BASE DE AGENTES	Código da distribuidora no cadastro ANEEL
3	PAC	Texto	20	Sim			Porto de acoplamento comum elétrico
4	CEG	Código externo		Não		BASE DE GERADORES	Código Único de Empreendimentos de Geração (CEG)
5	PN_CON	Vinculado		Sim	Sim	PONNOT (COD_ID)	Código do ponto notável
6	UNI_TR_D	Vinculado		Sim	Sim	UNTRD (COD_ID)	Código da unidade transformadora de distribuição
7	CTMT	Vinculado		Sim	Sim	CTMT (COD_ID)	Código do circuito de média tensão
8	UNI_TR_S	Vinculado		Sim	Sim	UNTRS (COD_ID)	Código da unidade transformadora de subestação
9	SUB	Vinculado		Sim	Sim	SUB (COD_ID)	Código da subestação
10	CONJ	Vinculado		Sim	Sim	CONJ (COD_ID)	Código do conjunto de unidades consumidoras
11	MUN	Código externo		Sim		MALHA MUNICIPAL DIGITAL	Código do município na malha municipal digital do IBGE
12	LGRD	Texto	255	Sim			Logradoiro da unidade consumidora
13	BRR	Texto	255	Sim			Bairro da unidade consumidora
14	CEP	Texto	8	Sim			CEP da unidade consumidora
15	CLAS_SUB	Código DDA		Sim		TCLASUBCLA (COD_ID)	Código de referência da classe e subclasse
16	CNAE	Código externo		Sim		CNAE	Código da atividade econômica
17	TIP_CC	Texto	20	Sim			Código da tipologia de curva de carga associada
18	FAS_CON	Código DDA		Sim		TFASCON (COD_ID)	Código de referência das fases de conexão
19	GRU_TEN	Código DDA		Sim		TGRUTEN (COD_ID)	Código de referência do grupo de tensão
20	TEN_FORN	Código DDA		Sim		TTEN (COD_ID)	Código de referência da tensão de fornecimento
21	GRU_TAR	Código DDA		Sim		TGRUTAR (COD_ID)	Código de referência do grupo tarifário
22	SIT_ATIV	Código DDA		Sim		TSITATTI (COD_ID)	Código de referência da situação de ativação
23	DAT_CON	Texto	10	Sim		DD/MM/AAAA	Data de conexão

Fonte: PRODIST - módulo 10.

4.4 Ajustes finais e bairro escolhido

Dentre os bairros que atendiam os critérios, nos chamou atenção o Jardim Picolo, bairro localizado na zona norte de São Paulo. Nas Figuras 17 e 18, uma vista aérea do bairro e os seus principais dados computados no Power BI.

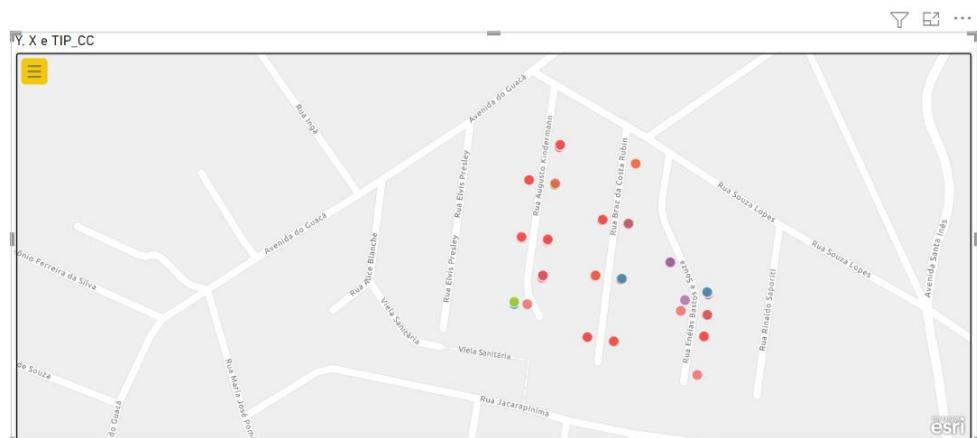
Figura 17 - Vista aérea do bairro em estudo.



Fonte: Google Maps.

Figura 18 - Concentração das cargas (residências).

285,95	78	0,39
Consumo Médio Mensal(KWh)	Consumidores	CVar



Fonte: Elaboração própria.

Alguns critérios chamaram a atenção neste bairro que motivaram a sua escolha. Dentre eles, pode se destacar:

- i. Consumo mensal em KWh de 285,95, ou seja, um bairro de classe média com poder aquisitivo para instalação de painéis.
- ii. Consumidores com mesmas fases de ligação (ABN) o que simplificará a modelagem das cargas no diagrama do OpenDSS

- iii. Domínio total de casas ao invés de apartamentos, o que simplificaria o processo de instalação de painéis e tornaria o estudo mais realista.
- iv. Domínio total de residências, nenhuma curva de carga comercial.
- v. Tipologia de curva de carga associada predominante de residencial tipo 2, o que poderia demonstrar o real impacto da geração distribuída num bairro com demanda homogênea, ou seja, com um pico de potência concentrado.
- vi. Baixa variabilidade entre os consumidores (0,39 de coeficiente de variação)

Na Figura 19, podem ser vistos a tipologia de carga e o número de consumidores do bairro com esta tipologia, além de quanto os consumidores desse tipo representam do consumo mensal do bairro.

Figura 19 - Tipologia de carga e número de consumidores do bairro.

Tipologia	Num Consumidores	Consumo Total KWh/mês	Percentual da Carga
RES-Tipo1	5	1647.429372	7.4%
RES-Tipo10	5	1087.139537	4.9%
RES-Tipo2	61	17683.0194	79.3%
RES-Tipo3	5	1317.217109	5.9%
RES-Tipo4	1	173.7895797	0.8%
RES-Tipo9	1	395.282041	1.8%
Total	78	22303.87704	100%

Fonte: Elaboração própria.

O tipo de conexão é comum a todos os 78 consumidores, como pode ser visto na Figura 20.

Figura 20 - Tipo de conexão e número de consumidores.

Tipo de conexão	Num Consumidores
ABN	78
Total	78

Fonte: Elaboração própria.

4.5 Modelagem da Carga do bairro

Para fazer a modelagem e entender as tipologias fornecidas no BDGD para as curvas de carga, foi necessário estudar os dados publicados pela Aneel e seu

potencial impacto com a inserção de energia solar. Por isso, as curvas de carga recebidas foram normalizadas em relação a sua potência de acordo com seu tipo, e agregadas numa base horária, pela média daquela hora (as medições vêm de 15 em 15 minutos). Após isso, ponderou-se a carga de dias da semana com sábados e domingos chegando a uma média de potência normalizada por granulação horária para cada tipo, como pode ser visto na Figura 21.

Figura 21 - Normalização por ponderação das cargas.

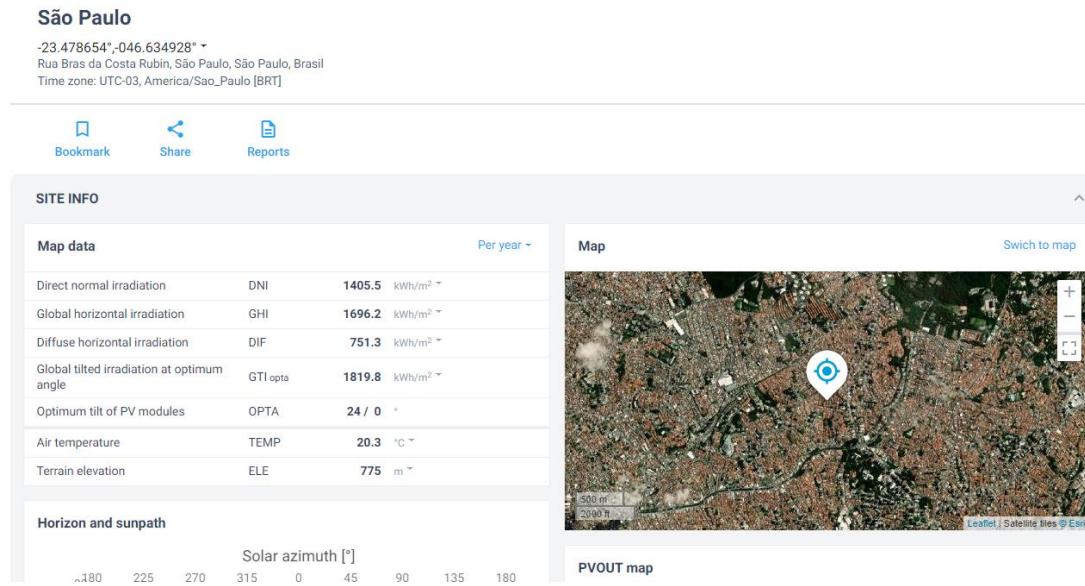
Distribuidora	Código	HoraCheia	DiaUtilMedia	SabadoMedia	DomingoMedia	MediaPonderada
ELETROPAULO	RES-Tipo1	0	0.778052996	0.874572456	0.990756968	0.822227772
ELETROPAULO	RES-Tipo1	1	0.506255538	0.700629724	0.637177503	0.552726417
ELETROPAULO	RES-Tipo1	2	0.519713735	0.555759745	0.525029399	0.525622546
ELETROPAULO	RES-Tipo1	3	0.541389608	0.670435273	0.642119666	0.574214711
ELETROPAULO	RES-Tipo1	4	0.508893319	0.490774199	0.555495234	0.51296229
ELETROPAULO	RES-Tipo1	5	0.672985717	0.530737112	0.472849082	0.62407354
ELETROPAULO	RES-Tipo1	6	0.738284659	0.621611272	0.535885383	0.69270285
ELETROPAULO	RES-Tipo1	7	0.755878764	0.781800233	0.758210194	0.759914892
ELETROPAULO	RES-Tipo1	8	0.84875743	0.971726936	0.93220282	0.878245272
ELETROPAULO	RES-Tipo1	9	0.717787594	0.996397309	0.85671181	0.777435299
ELETROPAULO	RES-Tipo1	10	0.657800412	0.977196195	1.238919706	0.786445423
ELETROPAULO	RES-Tipo1	11	0.867491504	0.882405231	1.249658371	0.924217303
ELETROPAULO	RES-Tipo1	12	0.805986371	1.261917866	1.093314628	0.912166335
ELETROPAULO	RES-Tipo1	13	0.841654271	1.066949195	1.098725444	0.910563714
ELETROPAULO	RES-Tipo1	14	1.02223153	0.989732106	1.119605591	1.031499335
ELETROPAULO	RES-Tipo1	15	0.796348295	1.084543628	1.05660723	0.874698905
ELETROPAULO	RES-Tipo1	16	1.156332954	1.431499581	1.113309636	1.189496284
ELETROPAULO	RES-Tipo1	17	1.52906939	1.463702202	1.538210098	1.521037035
ELETROPAULO	RES-Tipo1	18	2.061170596	1.59141634	1.266890652	1.880594282
ELETROPAULO	RES-Tipo1	19	2.190547588	1.515148885	1.355480768	1.974766799
ELETROPAULO	RES-Tipo1	20	1.657374805	1.311266489	1.180203677	1.539763456
ELETROPAULO	RES-Tipo1	21	1.373344704	1.273179213	1.610131372	1.392862015
ELETROPAULO	RES-Tipo1	22	1.375687416	1.036245754	1.239681103	1.307766277
ELETROPAULO	RES-Tipo1	23	1.076960805	0.920353055	0.932823666	1.033997249

Fonte: Elaboração própria.

Estes dados foram unidos com os dados do global solar atlas, que fornece um projeto de residência solar por localização simplificado, baseado em irradiação solar no ponto escolhido. Com essas informações, conseguimos uma base horária, localizada no ícone “reports” da imagem 22, de potência solar irradiada na região do Jardim Picolo, que também será normalizada para conseguirmos modelar a carga de

cada residência do projeto. Neste trabalho, será assumido que todos os consumidores têm potencial de serem 100% alimentados por energia solar.

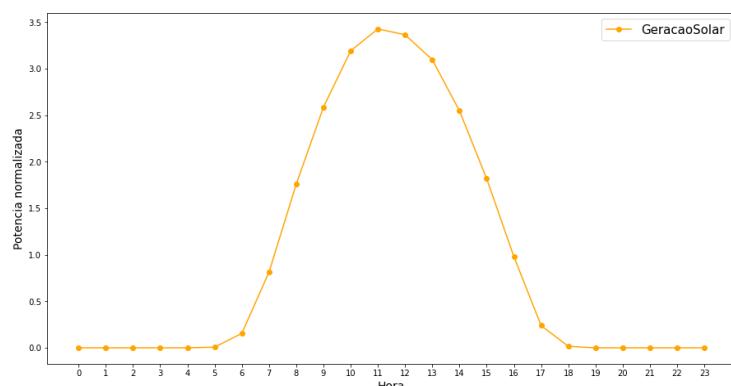
Figura 22 - Estabelecimento da irradiação.



Fonte: <https://globalsolaratlas.info/>.

Os resultados da normalização da potência podem ser vistos a seguir, na Figura 23: o sistema fotovoltaico produz entre as 5 e 17 horas, com grande pico entre 10 e 14 horas. Por ficar inoperante durante a noite, a sua potência necessita ser muito maior que a carga da residência (cerca de 3,5 vezes maior) em determinados horários do dia, fato que pode levar a rede de distribuição sobrecarregada com sobrecorrentes e excessos de potência nos transformadores, já que todo o excedente de energia solar no brasil é devolvido para a rede devido à ausência de sistemas de armazenamento.

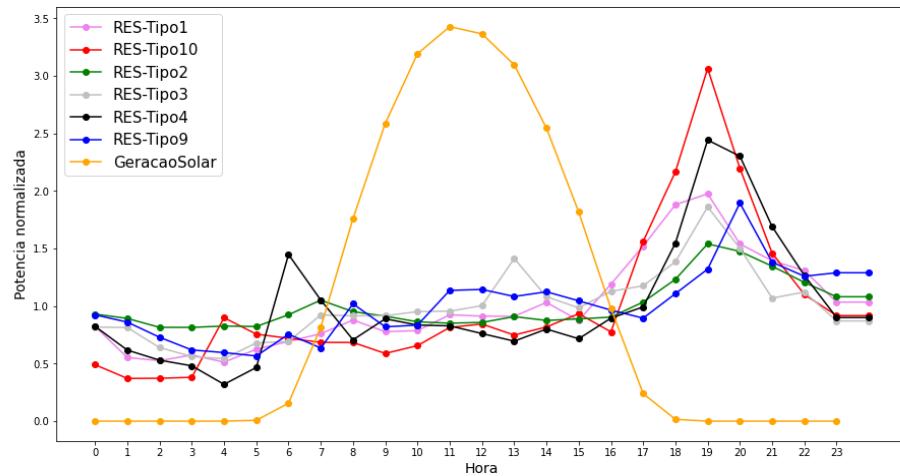
Figura 23 - Potência normalizada.



Fonte: Elaboração própria.

Agrupando nos mesmos gráficos as tipologias de carga residenciais presentes no bairro e a geração solar da região, obtemos o seguinte resultado:

Figura 24 - Tipologias de carga e geração solar da região.

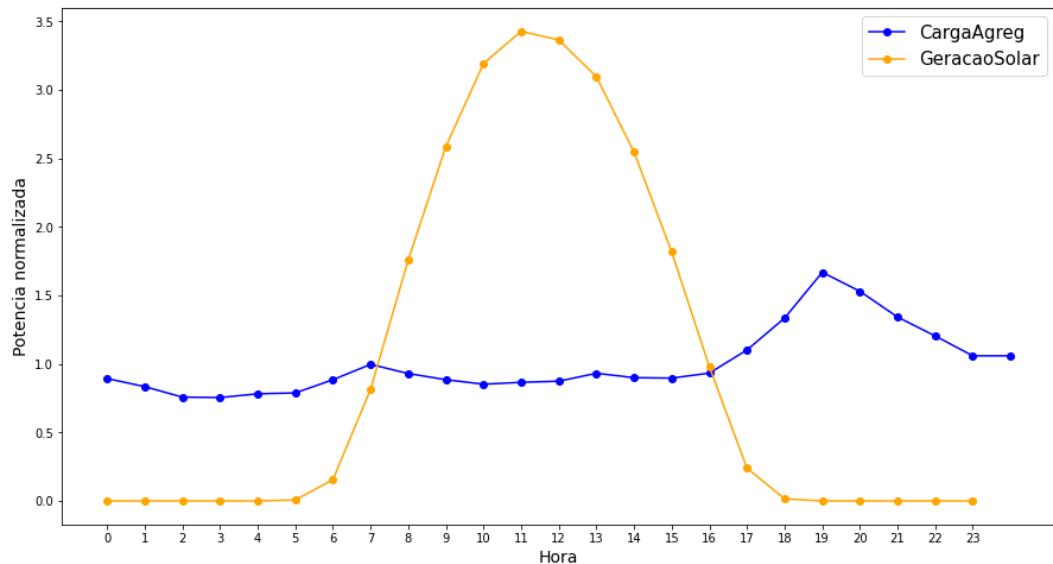


Fonte: Elaboração própria.

Este gráfico, da Figura 24, representa o possível grande impacto de bairros residenciais com grande volume de GD no Brasil: é injetado muita energia na rede em horários em que não há sobrecarga, enquanto horários de maior demanda (entre 18 a 22 horas em todas as tipologias de carga, especialmente a do tipo 1) não devem ser amenizados pela instalação de painéis fotovoltaicos.

Foi feito um ajuste para a carga do Jardim Picolo, ponderando as tipologias de acordo com o seu peso no consumo do bairro da Figura 19. A carga agregada e ponderada, em contraste com a geração solar, ficou da seguinte forma, conforme representado na imagem 25.

Figura 25 - Carga agregada e geração solar.



Fonte: Elaboração própria.

O grande interesse deste estudo será analisar os impactos em momentos em que o fluxo de potência é alto, como pode ser visto nas Figuras do item 4.6. O projeto irá focar neste estudo de bairro e simulará as condições de entrada modeladas nesta etapa no OpenDSS, analisando os possíveis impactos do fluxo de potência e corrente com a nova presença da geração solar distribuída no bairro, matriz cada vez mais presente no Brasil.

4.6 Definição e aprendizado do software escolhido para as simulações

De acordo com as conversas e orientações dos professores envolvidos no projeto, foi decidido, por unanimidade, que o OpenDSS seria o melhor software para utilizarmos nas simulações devido sua facilidade de cálculo de fluxo de potências e quantidade de projetos para serem utilizados como base feitos no software.

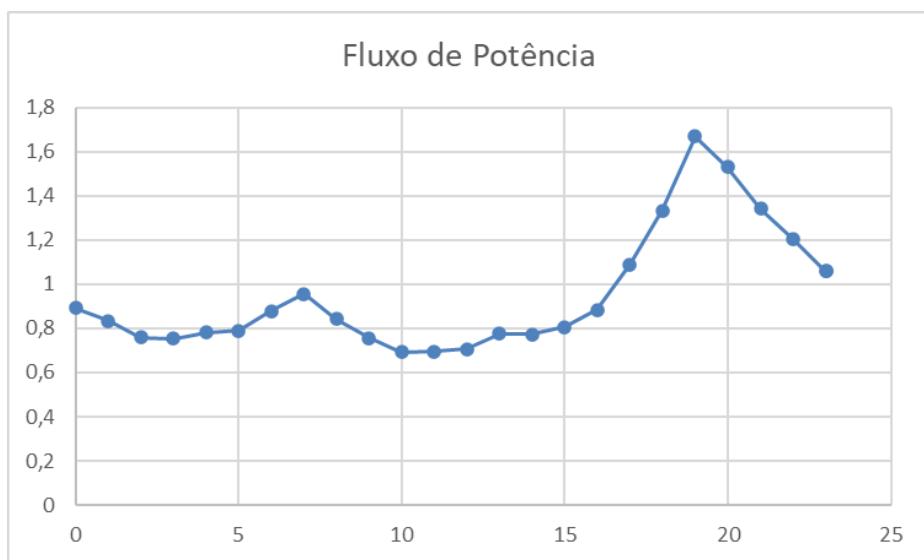
4.7 Pré-Simulações no OpenDSS

Antes de realizar as simulações no software, analisamos as informações que já possuímos para entender os resultados esperados quanto ao fluxo de potência em diversos cenários. Foi definido pelo grupo a simulação de cenários de 5% de penetração de GD (cenário conservador), e de 20% até chegar em 100% com

granularidade de 20 pontos percentuais, além do cenário sem nenhuma penetração de solar fotovoltaica no bairro. O cenário de pouca penetração busca entender se em um caso similar ao que pode ser encontrado hoje na situação brasileira, na qual a energia solar não passa de 5% da penetração na matriz elétrica brasileira, segundo a Absolar. As distribuidoras alegam que haveria um aumento das perdas devido ao aumento de GD, e com esse cenário será possível ter uma sensibilidade desta alegação. Já os outros cenários visam entender como a energia fotovoltaica descentralizada impacta gradativamente em parâmetros gerais da rede, como: potência, voltagem e corrente.

O cenário de 5% ainda é pouco crítico para avaliar falhas em equipamentos da rede, sobretensões e defeitos em fusíveis, como pode ser visto no fluxo de potência. Entretanto, já é um cenário no qual as perdas do sistema entram em pauta, além de haver certo impacto financeiro para a distribuidora que perde uma parcela relevante de seu mercado.

Figura 26 - Fluxo de potência para 5% de penetração de GD.

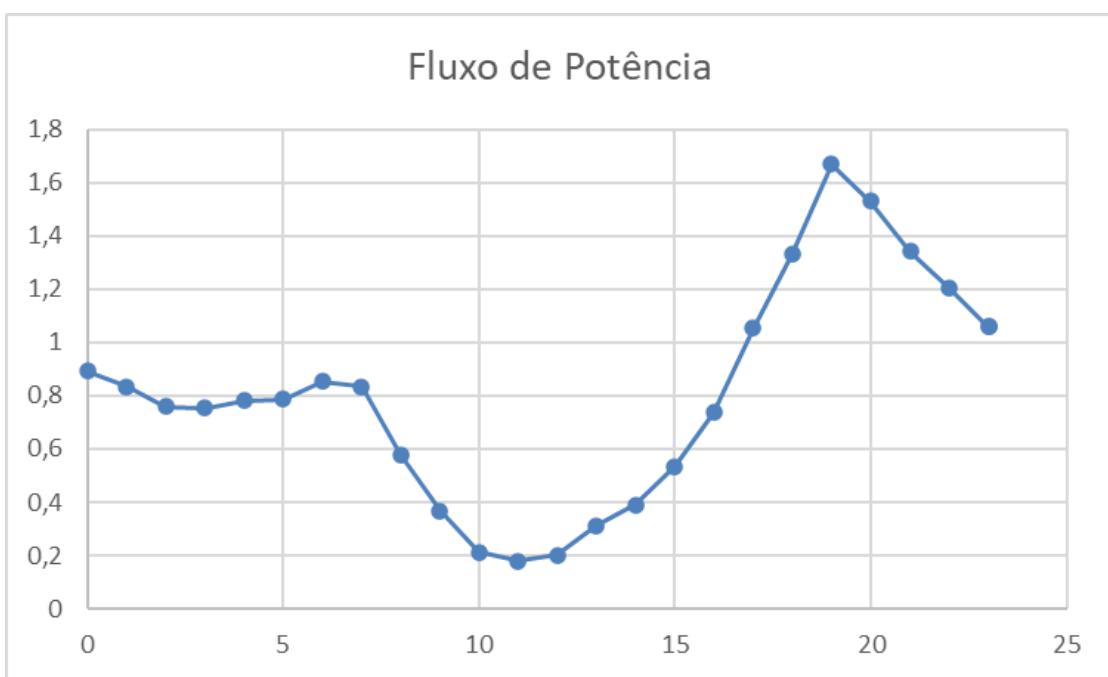


Fonte: Elaboração própria

O cenário de 20% não possui fluxo negativo de potência, todavia, e parece aliviar a rede entre as 10 e 15 horas. Entretanto, aqui espera-se um impacto significativo no mercado da distribuidora, além de uma visualização melhor do que

acontecerá com as perdas de distribuição com a inserção de uma parcela relevante de sistemas fotovoltaicos.

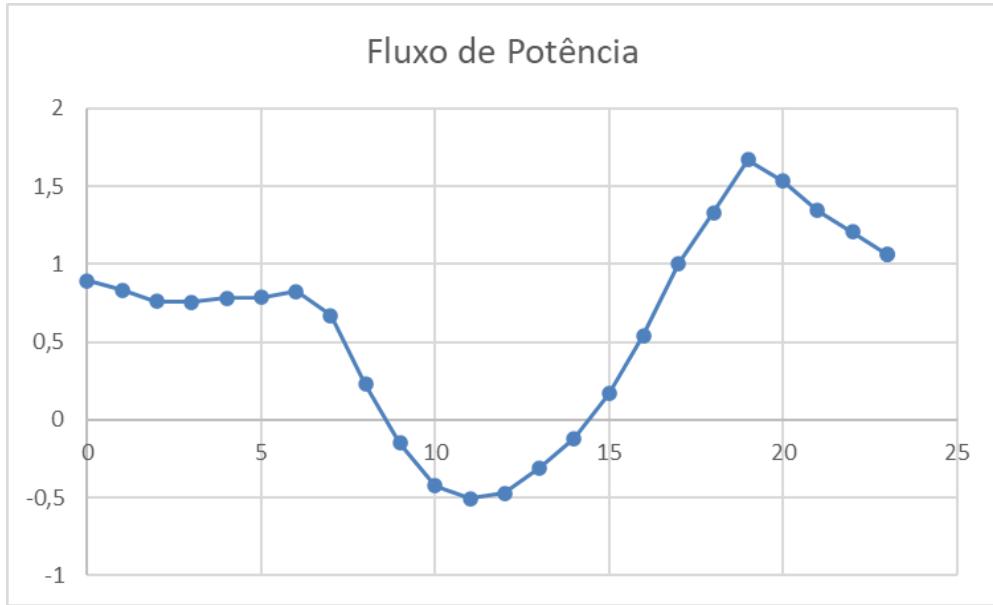
Figura 27 - Fluxo de potência para 20% de penetração de GD.



Fonte: Elaboração própria

O cenário de 40% representa o início de uma potência de fluxo inverso para o bairro, o que pode trazer resultados diferentes dos acima para os componentes do sistema.

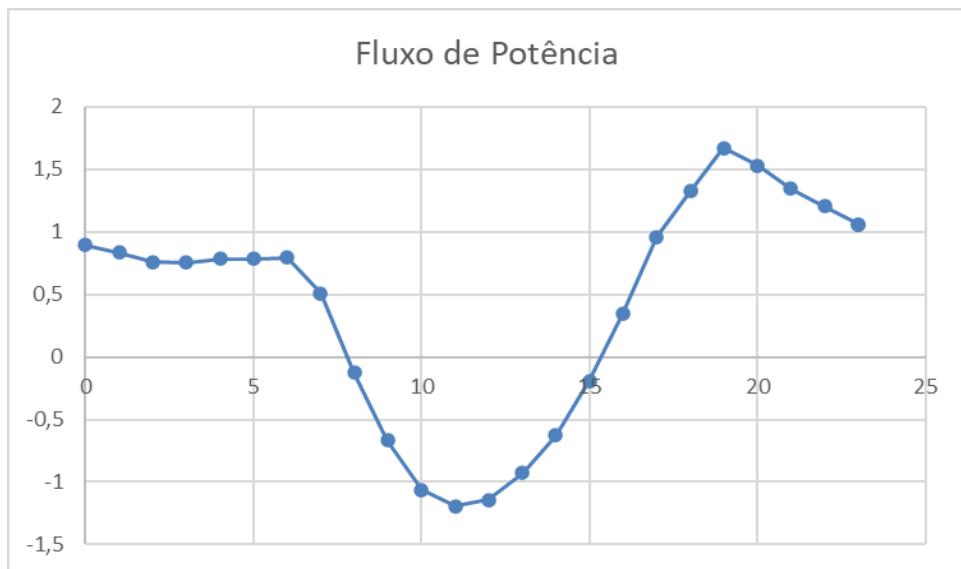
Figura 28 - Fluxo de potência para 40% de penetração de GD.



Fonte: Elaboração própria

O cenário de 60% já pode ser crítico, pois o bairro terá momentos do dia entre 10 e 13 horas que haverá um valor maior que sua potência nominal sendo devolvido para a rede, com uma grande corrente no sentido inverso. Isto pode trazer consequências para todo o sistema já que provavelmente a modelagem e construção desta rede não previa um fluxo invertido de potência dessa magnitude.

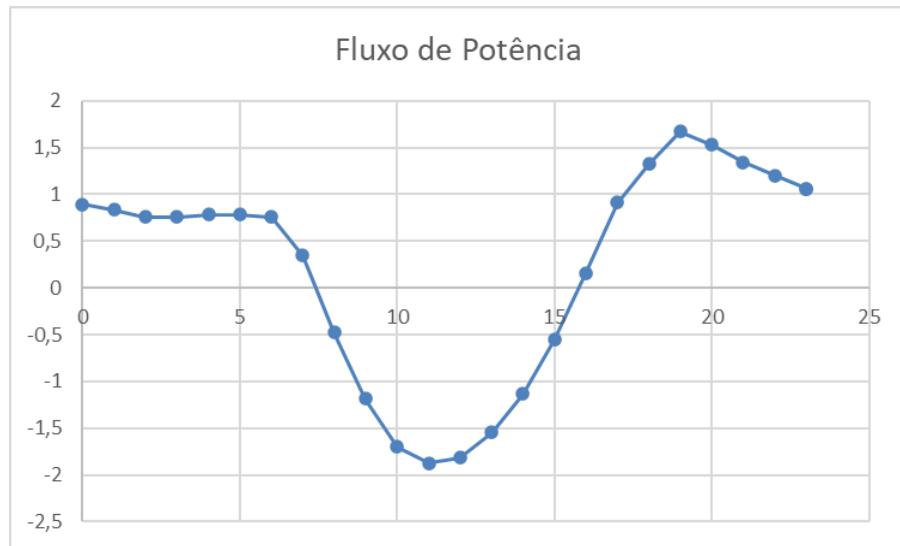
Figura 29 - Fluxo de potência para 60% de penetração de GD.



Fonte: Elaboração própria

O cenário de 80% trará uma potência levemente maior que a sua demanda mais crítica (às 19 horas) com sentido inverso para a rede. Aqui, os equipamentos de proteção serão postos a prova e o dimensionamento da rede pode não ser suficiente para este sistema.

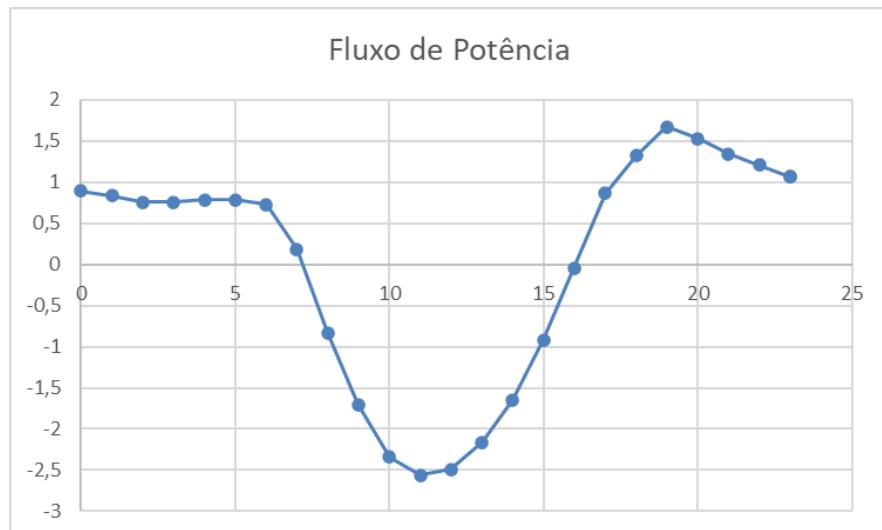
Figura 30 - Fluxo de potência para 80% de penetração de GD.



Fonte: Elaboração própria

O cenário de 100% terá um fluxo que deve causar sobretensões e excessos de corrente, demonstrando que sistemas de distribuição não estão projetados para inserção completa de geração distribuída no formato atual.

Figura 31 - Fluxo de potência para 100% de penetração de GD.



Fonte: Elaboração própria

4.8 Modelagem OpenDSS

O grupo também identificou, dentro das unidades consumidoras do bairro, apenas 3 transformadores diferentes. Isto ajudará no dimensionamento mais simples do sistema como permitirá análises permutadas: casos que toda a concentração de geração está em apenas um transformador, assim como uma distribuição uniforme.

Além disso, em conversas com os autores do artigo Impact of Distributed Energy Resources on Fault Location, Isolation, and Service Restoration (BATISTA et al., 2022) o grupo obteve templates de redes de distribuição no OpenDSS com tamanhos parecidos com o bairro projetado, na tentativa de acelerar a confecção dos códigos.

4.8.1 Modelagem OpenDSS - Cenário sem GD

Com os templates em mãos, o primeiro passo foi modelar a rede do bairro no modelo “as is”, refletindo as cargas atuais. Com a base de dados dos consumidores adquirida nas etapas anteriores, foi possível entender qual consumidor estava ligado a qual transformador, conforme a figura à seguir:

Figura 32 - Transformadores e número de consumidores

Trafo	Cargas
14392750	30
14393186	17
14393026	31

ID	PN_CC	UNI_TR	BRR	CEP	TIP_CC
1	3.33E+14	14392750	JARDIM P	2436040	RES-Tipo2
2	3.33E+14	14392750	JARDIM P	2436040	RES-Tipo2
3	3.33E+14	14392750	JARDIM P	2436040	RES-Tipo10
4	3.33E+14	14392750	JARDIM P	2436040	RES-Tipo2

Fonte: Elaboração própria

O código do transformador pode ser visto em vermelho enquanto a curva de potência daquele consumidor pode ser vista em azul.

Para fins de simplificação das simulações, que possuem como objetivo a comparação entre os cenários e não o valor absoluto de parâmetros de um cenário isolado, foram realizadas as simulações com um circuito monofásico.

Com isso, foi possível modelar no OpenDSS tanto as cargas como as ligações com os transformadores e a curva de potência de cada carga. A princípio, para fins de simplificação, modelamos uma carga monofásica. Para os transformadores, consideramos que todos da rede apresentam características semelhantes, com dois enrolamentos, conexão delta/estrela-aterreada e tensão de 13.8/0.22 kV.

Figura 33 - Transformadores no OpenDss e as ligações com o circuito (lines)

```
New transformer.trafo_14393026 phases=1 wdg=1 bus=B1T14393026 conn=delta kV=13.8 kVA=225 wdg=2 bus=B2T14393026 conn=Wye kV=0.22 xhl=1
New transformer.trafo_14392750 phases=1 wdg=1 bus=B1T14392750 conn=delta kV=13.8 kVA=225 wdg=2 bus=B2T14392750 conn=Wye kV=0.22 xhl=1
New transformer.trafo_14393186 phases=1 wdg=1 bus=B1T14393186 conn=delta kV=13.8 kVA=225 wdg=2 bus=B2T14393186 conn=Wye kV=0.22 xhl=1
```

```
New Line.L1T14393026 phases=1 bus1=0 bus2=B1T14393026 length=0.1 linecode = LineCode_1
New Line.L1T14392750 phases=1 bus1=0 bus2=B1T14392750 length=0.1 linecode = LineCode_1
New Line.L1T14393186 phases=1 bus1=0 bus2=B1T14393186 length=0.1 linecode = LineCode_1
```

Fonte: Elaboração própria

Cada “Line” no código acima representa a linha que liga cada transformador à subestação. Como o objetivo nesta fase é verificar o status na linha de distribuição, isto é, na linha após os transformadores, as linhas acima anteriores aos transformadores não refletem de maneira fidedigna o circuito real (como tamanho da linha), não afetando as análises posteriores.

Para as cargas, utilizamos os dados reais de potência do bairro e distribuímos o consumo de acordo com a curva de potência de cada carga. Parte da modelagem das cargas, linha que as ligam ao transformador e as curvas de potência podem ser vistas à seguir:

Figura 34 - Cargas e linhas das cargas no OpenDss

```
New Load.Carga_1 phases=1 model=1 bus1=T14392750 conn=delta kV=0.22 kW=206.15230735 kVA=16.9054283931663 Vminpu=0.9 daily=curve_RES-Tipo2
New Load.Carga_2 phases=1 model=1 bus1=T14392750 conn=delta kV=0.22 kW=276.430377458333 kVA=22.6685503154897 Vminpu=0.9 daily=curve_RES-Tipo2
New Load.Carga_3 phases=1 model=1 bus1=T14392750 conn=delta kV=0.22 kW=181.4695179 kVA=14.8813272082005 Vminpu=0.9 daily=curve_RES-Tipo10
New Load.Carga_4 phases=1 model=1 bus1=T14392750 conn=delta kV=0.22 kW=342.366923233333 kVA=28.0756474633257 Vminpu=0.9 daily=curve_RES-Tipo2
New Load.Carga_5 phases=1 model=1 bus1=T14392750 conn=delta kV=0.22 kW=337.797414709091 kVA=27.7009269465314 Vminpu=0.9 daily=curve_RES-Tipo2
New Load.Carga_6 phases=1 model=1 bus1=T14392750 conn=delta kV=0.22 kW=358.56321515 kVA=29.4038171076933 Vminpu=0.9 daily=curve_RES-Tipo1
New Load.Carga_7 phases=1 model=1 bus1=T14392750 conn=delta kV=0.22 kW=308.652746191667 kVA=25.3109313505695 Vminpu=0.9 daily=curve_RES-Tipo2
New Load.Carga_8 phases=1 model=1 bus1=T14392750 conn=delta kV=0.22 kW=460.765658091667 kVA=37.7848831236902 Vminpu=0.9 daily=curve_RES-Tipo2
```

```
New Line.L1C1 phases=1 bus1=B2T14392750 bus2=B1C1 length=0.00014087915577053 linecode = LineCode_1
New Line.L1C2 phases=1 bus1=B1C1 bus2=B1C2 length=9.06607302169564E-06 linecode = LineCode_1
New Line.L1C3 phases=1 bus1=B1C2 bus2=B1C3 length=9.60923889799802E-06 linecode = LineCode_1
New Line.L1C4 phases=1 bus1=B1C3 bus2=B1C4 length=2.01426575497787E-06 linecode = LineCode_1
New Line.L1C5 phases=1 bus1=B1C4 bus2=B1C5 length=9.06605542824665E-06 linecode = LineCode_1
```

Fonte: Elaboração própria

Figura 35 - Curvas de cargas no OpenDss

```
new loadshape.curve_RES-Tipo1 npts=24, interval=1 mult={0.421596984586194,0.28354486
new loadshape.curve_RES-Tipo2 npts=24, interval=1 mult={0.604019591234737,0.57966958
new loadshape.curve_RES-Tipo3 npts=24, interval=1 mult={0.444293946762196,0.44113691
new loadshape.curve_RES-Tipo4 npts=24, interval=1 mult={0.339860831742288,0.25389293
new loadshape.curve_RES-Tipo9 npts=24, interval=1 mult={0.496384170559767,0.46256602
new loadshape.curve_RES-Tipo10 npts=24, interval=1 mult={0.163204017138734,0.1243300
```

Fonte: Elaboração própria

É possível notar que foi preciso modelar as 78 cargas presentes no bairro. A confecção do código foi feita com o auxílio do excel e da ferramenta “concatenar”. O bairro possui 6 curvas de carga distintas, todas modeladas e atribuídas a cada carga. Por não possuirmos os dados de potência reativa, assumimos a premissa que todos os consumidores possuem, aproximadamente, 0.92 de fator de potência. Além disso, foi preciso identificar as ligações entre as cargas, isto é, a carga 1 se liga a um transformador, a carga 2 se liga à carga 1, a carga 3 se liga à carga 4, e assim sucessivamente. Identificamos, com a ajuda das coordenadas X e Y de cada carga, o modelo de ligação entre elas e a distância que a linha deveria ter para ligá-las.

O restante do código é composto pelo arquivo “master”, que declara o “circuit” do modelo, e do arquivo “lines”, que declara as linhas que ligam cada carga e transformador entre si e ao circuit (parte do código pode ser visto na figura 35).

Figura 35 - Código circuito no OpenDss

```

Clear
Set DefaultBaseFrequency=60

New Circuit.Rede69 bus1=0 basekv=13.8 pu=1.00 phases=1 mvasc3=3000 mvasc1=2500

Redirect TCC_Trafo.dss
Redirect TCC_LoadShape.dss
Redirect TCC_LineCodes.dss
Redirect TCC_Lines.dss
Redirect TCC_Loads.dss

Set voltagebases = [13.8]
CalcVoltageBases

New monitor.trafo1 element=line.L1T14393026 terminal=1 mode=1 ppolar=no
New monitor.trafo2 element=line.L1T14392750 terminal=1 mode=1 ppolar=no
New monitor.trafo3 element=line.L1T14393186 terminal=1 mode=1 ppolar=no

set mode=daily
set stepsize = 1h
set number = 24

BusCoords TCC_coordenadas.csv

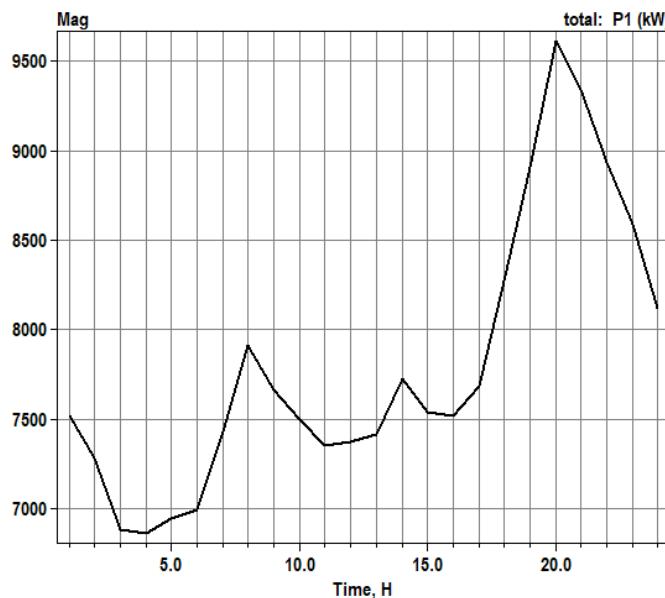
Solve

```

Fonte: Elaboração própria

Para uma primeira versão do modelo de simulação, é possível extrair a curva de potência em função do tempo da entrada do sistema simulado, conforme a figura abaixo:

Figura 36 - Primeiro resultado da curva de potência OpenDss

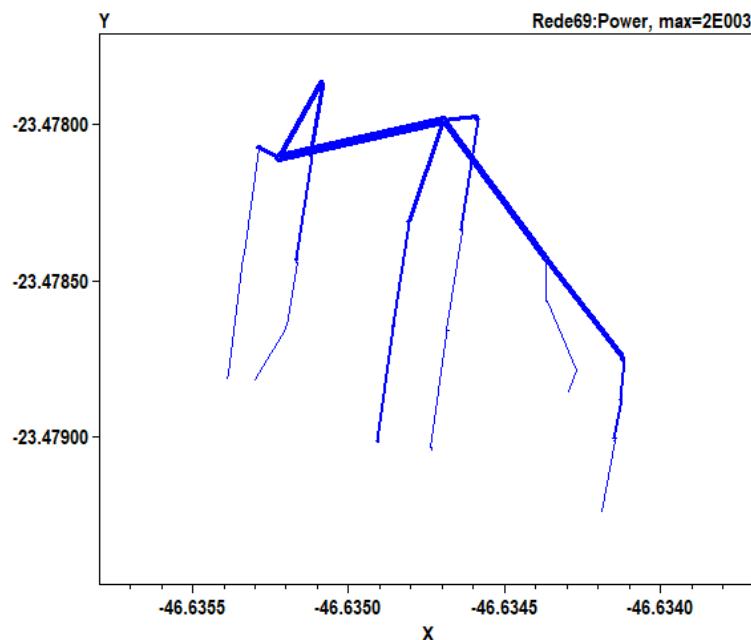


Fonte: Elaboração própria

O resultado retrata uma curva de carga já esperada, com um pico entre 19h00 e 20h00, curva já conhecida de demanda ao longo do tempo e presente na figura 25 em tópicos anteriores.

Além disso, inserimos as coordenadas de cada nó (buses) do nosso sistema, em um sistema de coordenadas de latitude e longitude. Com isso, foi possível entender fisicamente nosso sistema:

Figura 37 – Representação gráfica do sistema

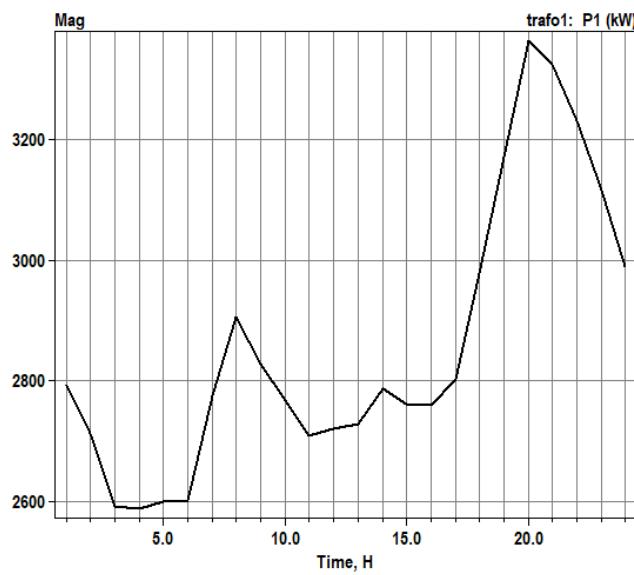


Fonte: Elaboração própria

A representação gráfica acima foi feita com o auxílio da ferramenta “Circuit Plot” do OpenDSS. É possível enxergar semelhanças com a figura 18 deste relatório, sendo fácil perceber a distribuição do sistema em 3 ruas distintas. Além disso, é possível enxergar 3 pontos em que as linhas convergem. Estes pontos representam os 3 transformadores do sistema, de modo que toda e qualquer carga é ligada a um dos transformadores. Vale destacar que a espessura da linha indica o módulo do fluxo de potência, quanto mais grossa a linha, maior o fluxo de potência que ela distribui. Com isso, é fácil perceber que, quanto mais próximo do transformador, mais grossa são as linhas.

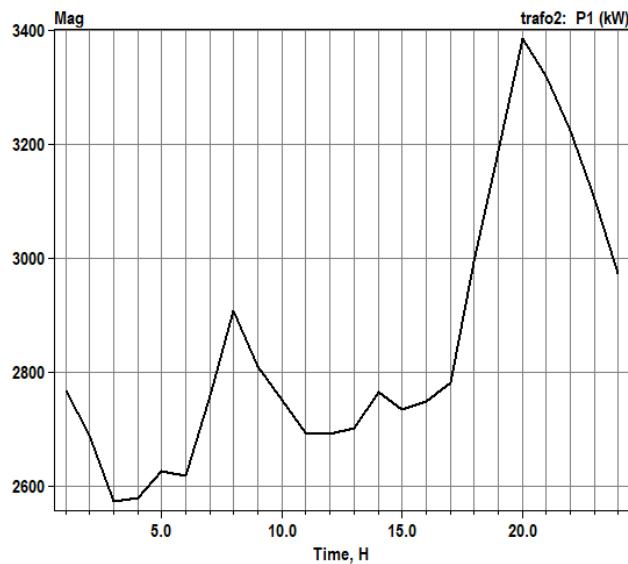
Analisando cada um dos 3 transformadores, é possível extrair a curva de potência ao longo de um dia (dia útil, desconsidera finais de semana) para cada transformador, conforme imagens a seguir:

Figura 38 – Fluxo de potência de um dia útil do Trafo 1



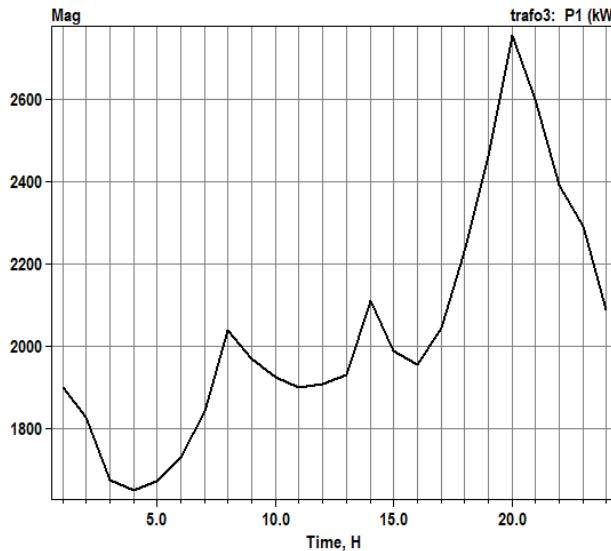
Fonte: Elaboração própria

Figura 39 – Fluxo de potência de um dia útil do Trafo 2



Fonte: Elaboração própria

Figura 40 – Fluxo de potência de um dia útil do Trafo 3



Fonte: Elaboração própria

Apesar de semelhantes, é possível observar diferenças entre o fluxo de potência de cada Trafo. Contudo, possuem um ponto em comum, o pico de todos eles acontecem às 20h00. Com isso, vamos analisar especificamente este horário para o sistema.

Para o horário das 20h00, temos as perdas em cada Trafo:

Figura 41 – Perdas nos Trafos

Element	kW Losses	% of Power	kvar Losses
"Transformer.TRAFO_14393026"	492.83392,	14.72	2464.17
"Transformer.TRAFO_14392750"	508.52225,	15.09	2542.61
"Transformer.TRAFO_14393186"	266.32851,	9.69	1331.64

Fonte: Elaboração própria

Como esperado, os transformadores possuem altas perdas reativas.

Também é possível analisar as perdas ativas em cada linhas no sistema, representando as perdas pela própria impedância das linhas em função da corrente que as cargas necessitam:

Figura 42 – Perdas nas linhas

LOSSES REPORT			
Power Delivery Element Loss Report			
Element	kW Losses	% of Power	kvar Losses
"Line.L1T14393026"	14.55677,	0.43	5.24044
"Line.L1T14392750"	15.02015,	0.44	5.40725
"Line.L1T14393186"	7.86651,	0.29	2.83194
"Line.L1C1"	14.54820,	1.22	5.23735

Fonte: Elaboração própria

Em resumo, o circuito possui as seguintes características de perdas:

Figura 43 – Resumo do Circuito

LINE LOSSES=	840.4 kW
TRANSFORMER LOSSES=	1267.7 kW
TOTAL LOSSES=	2108.1 kW
TOTAL LOAD POWER =	7505.8 kW
Percent Losses for Circuit =	28.09 %

Fonte: Elaboração própria

Analisando o período simulado de 1 dia, podemos entender as perdas mensuradas em energia (kWh) através do auxílio do Energy Meter do OpenDss. O resultado foi:

- Energia Total do Sistema: 177993 kWh
- Energia consumida pelas cargas: 161311 kWh
- Perdas totais do sistema: 27835 kWh

Nota-se que a energia total = energia nas cargas + perdas. Além disso, as perdas ao longo do dia representaram 16,92% da energia total.

4.8.2 Modelagem OpenDSS - Cenário com GD

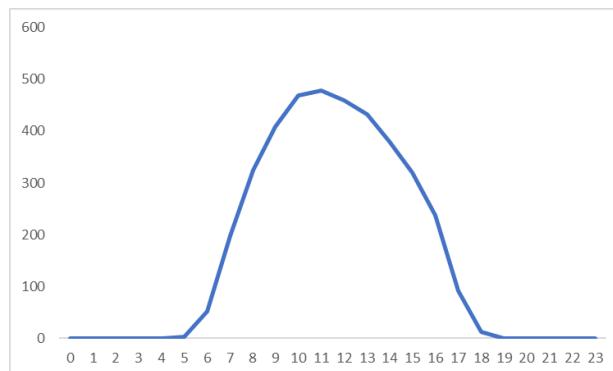
Para simular o cenário com GD, utilizamos o módulo PVsyst do OpenDSS. Basicamente inserimos uma placa fotovoltaica em todas as cargas, parametrizando a potência da placa de acordo com o cenário. Se analisarmos 5% de penetração GD, a potência de cada placa será equivalente a 5% da potência de cada carga.

Para a simulação via PVsyst, vamos precisar de alguns dados específicos da região: (i) Curva de irradiância solar da região, (ii) Curva de eficiência por temperatura do painel, (iii) Curva de eficiência por potência do sistema painel + inversor e (iv) Curva de temperatura por hora durante um dia do local.

Para a curva de irradiância solar, utilizamos a plataforma Global Atlas, com a latitude e longitude extraída do Google Maps para o bairro escolhido. A base fornecida é dividida por mês, utilizamos a média dos 12 meses para obtermos a curva diária.

Figura 44 – Tabela e curva de irradiância solar diária

Hora	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Média
0 - 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1 - 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2 - 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3 - 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4 - 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5 - 6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16	17	3
6 - 7	114	76	38	0	0	0	0	0	32	83	133	140	51
7 - 8	212	254	233	225	167	122	130	196	199	182	217	232	197
8 - 9	307	360	336	344	306	318	343	363	295	286	311	327	325
9 - 10	368	440	433	444	397	397	432	460	387	364	390	398	409
10 - 11	404	489	491	501	470	484	520	533	455	419	426	432	469
11 - 12	399	489	481	504	484	528	556	569	480	432	403	412	478
12 - 13	370	449	444	485	481	527	558	577	474	412	366	377	460
13 - 14	350	411	416	457	464	510	544	556	449	364	326	339	432
14 - 15	291	343	338	404	428	471	499	518	404	311	275	287	381
15 - 16	224	274	275	341	370	405	439	448	342	251	237	229	320
16 - 17	167	197	207	255	262	272	326	344	257	193	191	181	238
17 - 18	127	156	136	75	0	0	44	98	89	100	131	135	91
18 - 19	48	45	0	0	0	0	0	0	0	0	11	38	12
19 - 20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20 - 21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21 - 22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22 - 23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23 - 24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



Fonte: Elaboração própria

Para as curvas de eficiência por temperatura e eficiência por potência do sistema painel + inversor, utilizamos uma média de diversos painéis disponíveis para consulta nos catálogos dos fabricantes. Deste modo, foi possível produzirmos os códigos das curvas e de cada sistema fotovoltaico, como visto à seguir:

```
"New XYCurve.MyPvsT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1.0 0.8 0.6]
New XYCurve.MyEff npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1.0] yarray=[.86 .9 .93 .97]
New Loadshape.MyIrrad npts=24 interval=1 mult=[0 0 0 0 0.0058 0.1074 0.4129 0.6791 0.8558 0.9803 1 0.9622
0.904 0.7964 0.6685 0.4971 0.1902 0.0248 0 0 0 0 ]
New Tshape.MyTemp npts=24 interval=1 temp=[25 25 25 25 25 25 25 25 25 35 40 45 50 60 60 60 55 40 35 30 25 25 25
25 25]
New PVSystem.PV_Carga1 phases=1 bus1=B2C1 kV=0.22 kVA=10.5558373125 irrad=0.4780833333333333
Pmpp=9.7113703275 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst Daily=MyIrrad
TDaily=MyTemp
New PVSystem.PV_Carga2 phases=1 bus1=B2C2 kV=0.22 kVA=9.77060689764493 irrad=0.4780833333333333
Pmpp=8.98895834583334 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst Daily=MyIrrad
TDaily=MyTemp"
```

Cada painel fotovoltaico foi ligado ao mesmo ponto da carga (casa) correspondente. Com isso, podemos preencher a tabela comparativa a seguir:

Figura 45 – Tabela comparativa por penetração de GD no bairro

Penetração GD	0%	5%	20%	40%	60%	80%	100%
Energia Diária da Rede (kWh)	187389	181164	160258	127965	93608	62243	187389
Energia Diária das Cargas (kWh)	158133	160483	167495	175934	181778	183705	158133
Perdas Totais do Sistema (kWh)	29256	27918	24469	21952	22912	27736	29256
Energia Diária dos Painéis	0	7237	31706	69921	111082	149198	0

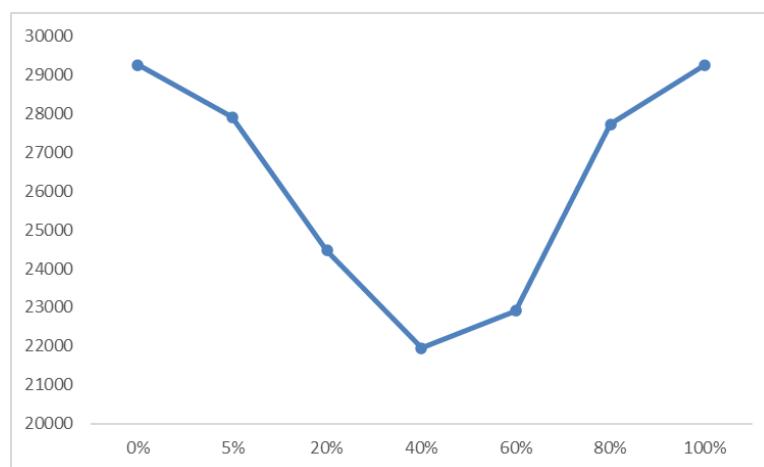
Fonte: Elaboração própria

Analizando a tabela, vemos que a energia diária vinda da rede cai conforme subimos a penetração de GD, como esperado, uma vez que teremos uma maior geração vinda dos painéis. A princípio, a energia diária da carga não deveria ser alterada, porém, ao percebermos o aumento da energia das cargas buscamos bibliografias que explicassem o comportamento e, a explicação mais plausível para isto, é que o modelo de carga utilizado na simulação (potência constante, impedância constante etc.) pode alterar este valor para os diferentes cenários. Contudo, ao observarmos o cenário mais estressado (100% de penetração), vemos um comportamento totalmente inesperado: O sistema fotovoltaico é desligado. Alguns pontos podem explicar este funcionamento, como sobrecarga nos inversores

utilizados ou nas placas fotovoltaicas. O fato é que o cenário de 100% de penetração é crítico e dificilmente alcançável.

Todavia, pode-se tirar uma conclusão importante da tabela: há um ponto em que as perdas são minimizadas, em cerca de 40% de penetração. Como esperado, quando existe o fluxo de potência negativo do sistema, a geração distribuída deixa de ser benéfica quanto a perdas do sistema, conforme gráfico a seguir:

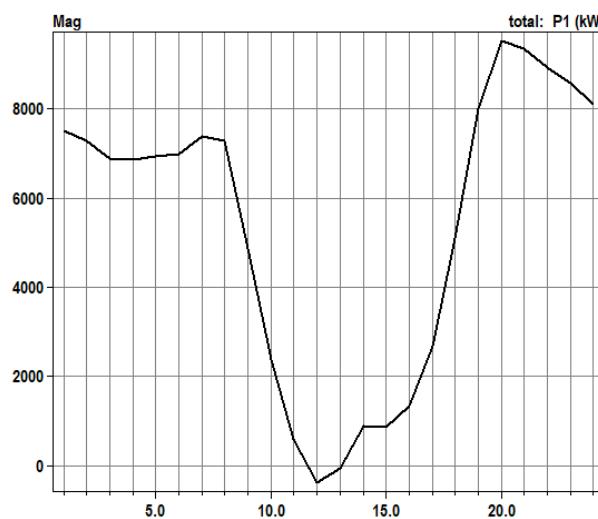
Figura 46 – Perdas no sistema de acordo com a penetração de GD



Fonte: Elaboração própria

Para o cenário de menor perdas (40%), temos o seguinte fluxo de potência entre a subestação e o bairro:

Figura 46 – Perdas no sistema de acordo com a penetração de GD



Fonte: Elaboração própria

É possível observar que há um fluxo negativo de potência de baixíssimo valor, não representando grandes perdas para o sistema.

5. CONCLUSÃO

Como explorado na seção de desenvolvimento, a geração distribuída se mostra benéfica caso não haja um fluxo negativo de potência no sistema (ponto ótimo). Quando há esse fluxo negativo, as perdas voltam a aumentar e podem e a corrente no sentido inverso pode causar danos aos sistemas de controle e segurança da subestação, não abordadas na simulação.

O trabalho desenvolvido aqui pode servir de base para um estudo mais profundo acerca dos impactos que esse fluxo negativo de potência pode causar no sistema.

Ademais, os integrantes do grupo puderam aprofundar seus conhecimentos no software utilizado (OpenDSS) e entender um pouco mais do funcionamento de uma rede de distribuição, além de ganhar familiaridade com as bases e plataformas utilizadas para a obtenção dos dados.

Os resultados obtidos foram satisfatórios e o objetivo proposto foi cumprido.

6. REFERÊNCIAS

ALTOÉ, Leandra; RIBEIRO, Luísa G. Economic feasibility study of residential photovoltaic systems in different regions of Brazil. Revista de Engenharia e Tecnologia. V. 12, Nº. 4, p. 105-114, dez. 2020.

COSTA, Marcelle F. B.; SANTOS, João A. N. Insertion of Distributed Photovoltaic Generation in Brazil: A Correlation Analysis between Socioeconomic and Geographic Aspects. International Journal of Energy Economics and Policy. V. 10, Nº 3, p. 102-111, 2020.

CPFL Energia. Estudo de caso para viabilizar a instalação de microgeração fotovoltaica no projeto “200 Telhados” da CPFL em Campinas (SP). VII Congresso Brasileiro de Energia Solar. Gramado, set. 2018.

VIEIRA, Daniel. Método para Determinação do Tipo de Incentivo Regulatório à Geração Distribuída Solar Fotovoltaica que Potencializa Seus Benefícios Técnicos na Rede. Tese (Doutorado) - Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília, 2016.

VIANA, Matheus S. Análise da resposta da demanda e da geração distribuída fotovoltaica como recursos para o planejamento energético. Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2018.

ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). Módulo 6. Revisão 15. Sistema de Informação Geográfica Regulatório, 2021.

BATISTA,Gabriela; CARNEIRO,Carlos; JUNIOR,Jaime; CEBRIAN,Juan; PAREDES,Elmo. Impact of Distributed Energy Resources on Fault Location, Isolation, and Service Restoration. 7th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power System, 2022.

ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). Módulo 10. Revisão 2. Sistema de Informação Geográfica Regulatório, 2021.

SHIFFLER, Ronald E. Maximum Z Scores and Outliers. *The American Statistician*, V. 42, p. 79-80, 1988. DOI: 10.1080/00031305.1988.10475530.

7. ANEXOS

7.1. ANEXO A - CÓDIGO OPENDSS PARA 40% DE PENETRAÇÃO DA GD

7.1.1. ARQUIVO MASTER

Clear

Set DefaultBaseFrequency=60

New Circuit.Rede69 bus1=sourcebus basekv=13.8 phases=1

Redirect TCC_Trafo.dss

Redirect TCC_LoadShape.dss

Redirect TCC_LineCodes.dss

Redirect TCC_Lines.dss

Redirect TCC_Loads.dss

Redirect TCC_PV.dss

Set voltagebases = [0.22]

CalcVoltageBases

New monitor.total element=line.Linha0 terminal=1 mode=1 ppolar=no

New monitor.trafo1 element=line.L1T14393026 terminal=1 mode=1 ppolar=no

New monitor.trafo2 element=line.L1T14392750 terminal=1 mode=1 ppolar=no

New monitor.trafo3 element=line.L1T14393186 terminal=1 mode=1 ppolar=no

New monitor.carga1 element=load.Carga_1 terminal=1 mode=1 ppolar=no

New monitor.carga2 element=load.Carga_9 terminal=1 mode=0

New monitor.PV_powers element=PVSystem.PV_Carga1 terminal=1 mode=0

ppolar=1

New energymeter.m1 line.Linha0 1

```
set mode=daily
set stepsize = 1h
set number = 24
//set hour = 20
```

BusCoords TCC_coordenadas_v2.csv

Solve

7.1.2. ARQUIVO TRANSFORMADORES

New transformer.trafo_14393026 phases = 1 wdg = 1 bus = B1T14393026 conn = delta kV = 13.8 kVA = 225 wdg = 2 bus = B2T14393026 conn = Wye kV = 0.22 xhl = 2

New transformer.trafo_14392750 phases = 1 wdg = 1 bus = B1T14392750 conn = delta kV = 13.8 kVA = 225 wdg = 2 bus = B2T14392750 conn = Wye kV = 0.22 xhl = 2

New transformer.trafo_14393186 phases = 1 wdg = 1 bus = B1T14393186 conn = delta kV = 13.8 kVA = 225 wdg = 2 bus = B2T14393186 conn = Wye kV = 0.22 xhl = 2

7.1.3. ARQUIVO LOADSHAPES

```
new loadshape.curve_RES-Tipo1 npts=24, interval=1
mult=(0.421596984586194,0.283544867240774,0.268405486431677,0.2941507473
72723,0.262181248231936,0.31666968007476,0.351728228213907,0.3879547126
89849,0.449188113201347,0.398461047903721,0.406724875047304,0.474886070
753989,0.468756669068225,0.46727862683616,0.527248647195464,0.449110745
518225,0.607308570890098,0.776351492890526,0.952631431394571,1,0.7814561
36389692,0.71271254238861,0.665818906369401,0.526339230710452)
```

```
new loadshape.curve_RES-Tipo2 npts=24, interval=1
mult=(0.604019591234737,0.579669581467805,0.528728945279323,0.5285146715
```

8576,0.536101319139637,0.532948973731181,0.598177115753495,0.6793211103
 82957,0.618310336090855,0.594375706190159,0.563483011594755,0.553204089
 957476,0.557745822514109,0.592590905993479,0.56973173636552,0.579302156
 512537,0.589256453700339,0.678530977323789,0.802217801086451,1,0.9534845
 76847625,0.875044314068346,0.782730576103505,0.701576806734081)

new loadshape.curve_RES-Tipo3 npts=24, interval=1
 mult=(0.444293946762196,0.441136915183472,0.346336817400434,0.3044255904
 48724,0.294069880562469,0.367103200228768,0.376306515440837,0.497965618
 315838,0.495542985280147,0.499021253946956,0.518583750541176,0.51941193
 6463457,0.54450833305913,0.761231617194615,0.590188833155831,0.53699405
 6977312,0.614483445955456,0.640512734721912,0.750425764264927,1,0.811947
 849371918,0.580453922127323,0.609543984301246,0.473919531762548)

new loadshape.curve_RES-Tipo4 npts=24, interval=1
 mult=(0.339860831742288,0.25389293392534,0.217816093201904,0.19902040188
 4781,0.131844368968284,0.191605383495845,0.590633066695151,0.4303521708
 70714,0.291140883976395,0.366064023083704,0.347591575557557,0.344531646
 797912,0.316951030665623,0.287860645130388,0.331620959630827,0.29756885
 6923194,0.372581918072581,0.409737871470696,0.640493807687053,1,0.943264
 572086622,0.694351098502061,0.524258189714399,0.373493432076432)

new loadshape.curve_RES-Tipo9 npts=24, interval=1
 mult=(0.496384170559767,0.46256602020916,0.390676646945128,0.33209300385
 3842,0.321716376189113,0.304756147493864,0.417322683071418,0.3412722071
 47743,0.540746494585614,0.443878843908309,0.449594240075261,0.605154027
 942679,0.623035415477942,0.584601766402354,0.602761400471861,0.56002078
 438695,0.523659990723709,0.485372876518209,0.591258124698967,0.70629353
 6260894,1,0.736056660511432,0.672724880310035,0.68693555244659)

new loadshape.curve_RES-Tipo10 npts=24, interval=1
 mult=(0.163204017138734,0.124330028684117,0.122577939013302,0.1284142144

82467,0.293574880755643,0.245991485203496,0.237205513640636,0.225439107
 33298,0.233289028963703,0.199699704549547,0.224820318676057,0.275765741
 081542,0.277677750367705,0.252576484449296,0.277918100081418,0.31470773
 5133698,0.259401634598673,0.515753718751297,0.708427963137925,1,0.715487
 9482963,0.487014497107408,0.363397892068323,0.315740260198341)

7.1.4. ARQUIVO LINECODES

```
New linecode.LineCode_1 nphases=1 BaseFreq=60 rmatrix = [1.0000 | 0 1.0000 | 0  

  0 1.0000] xmatrix = [0.360000 | 0 0.360000 | 0 0 0.360000] cmatrix = [0 | 0 0 | 0 0  

  0]
```

7.1.5. ARQUIVO LINES

```
New Line.Linha0 phases=1 bus1=sourcebus bus2=0 length=0.1 linecode =  

  LineCode_1
```

```
New Line.L1T14393026 phases=1 bus1=0 bus2=B1T14393026 length=0.1 linecode =  

  LineCode_1
```

```
New Line.L1T14392750 phases=1 bus1=0 bus2=B1T14392750 length=0.1 linecode =  

  LineCode_1
```

```
New Line.L1T14393186 phases=1 bus1=0 bus2=B1T14393186 length=0.1 linecode =  

  LineCode_1
```

```
New Line.L1C1 phases=1 bus1= B2T14392750 bus2=B1C1  

  length=0.000140879155777053 linecode = LineCode_1
```

```
New Line.L1C2 phases=1 bus1= B1C1 bus2=B1C2 length=9.06607302169564E-06  

  linecode = LineCode_1
```

```
New Line.L1C3 phases=1 bus1= B1C2 bus2=B1C3 length=9.60923889799802E-06  

  linecode = LineCode_1
```

```
New Line.L1C4 phases=1 bus1= B1C3 bus2=B1C4 length=2.01426575497787E-06  

  linecode = LineCode_1
```

```
New Line.L1C5 phases=1 bus1= B1C4 bus2=B1C5 length=9.06605542824665E-06  

  linecode = LineCode_1
```

New Line.L1C6 phases=1 bus1= B1C5 bus2=B1C6 length=0.000635191924543871
linecode = LineCode_1

New Line.L1C7 phases=1 bus1= B1C6 bus2=B1C7 length=7.2293287542622E-06
linecode = LineCode_1

New Line.L1C8 phases=1 bus1= B1C7 bus2=B1C8 length=1.19641104097576E-05
linecode = LineCode_1

New Line.L1C9 phases=1 bus1= B1C8 bus2=B1C9 length=0.000707466726647855
linecode = LineCode_1

New Line.L1C10 phases=1 bus1= B1C9 bus2=B1C10 length=2.04056925761135E-06
linecode = LineCode_1

New Line.L1C11 phases=1 bus1= B1C10 bus2=B1C11 length=2.23907835001814E-05
linecode = LineCode_1

New Line.L1C12 phases=1 bus1= B2T14392750 bus2=B1C12
length=0.000517246209027178 linecode = LineCode_1

New Line.L1C13 phases=1 bus1= B1C12 bus2=B1C13 length=8.93112684916557E-06
linecode = LineCode_1

New Line.L1C14 phases=1 bus1= B1C13 bus2=B1C14 length=9.06439000915139E-06
linecode = LineCode_1

New Line.L1C15 phases=1 bus1= B1C14 bus2=B1C15 length=1.68851262132291E-05
linecode = LineCode_1

New Line.L1C16 phases=1 bus1= B1C15 bus2=B1C16 length=9.06605542824665E-06
linecode = LineCode_1

New Line.L1C17 phases=1 bus1= B1C16 bus2=B1C17
length=0.000413783417431027 linecode = LineCode_1

New Line.L1C18 phases=1 bus1= B1C17 bus2=B1C18 length=1.31489238387205E-05
linecode = LineCode_1

New Line.L1C19 phases=1 bus1= B1C18 bus2=B1C19 length=9.06438983461419E-06
linecode = LineCode_1

New Line.L1C20 phases=1 bus1= B1C19 bus2=B1C20
length=0.00061145390893303 linecode = LineCode_1

New Line.L1C21 phases=1 bus1= B1C20 bus2=B1C21 length=3.72119745462688E-06
linecode = LineCode_1

New Line.L1C22 phases=1 bus1= B1C21 bus2=B1C22 length=8.93135022121319E-06 linecode = LineCode_1

New Line.L1C23 phases=1 bus1= B1C22 bus2=B1C23 length=9.06605541171457E-06 linecode = LineCode_1

New Line.L1C24 phases=1 bus1= B1C23 bus2=B1C24 length=1.70011669284806E-05 linecode = LineCode_1

New Line.L1C25 phases=1 bus1= B1C24 bus2=B1C25 length=9.06605541179076E-06 linecode = LineCode_1

New Line.L1C26 phases=1 bus1= B1C25 bus2=B1C26
length=0.000378513040941837 linecode = LineCode_1

New Line.L1C27 phases=1 bus1= B1C26 bus2=B1C27 length=3.71955300200333E-06 linecode = LineCode_1

New Line.L1C28 phases=1 bus1= B1C27 bus2=B1C28 length=9.09829851865913E-06 linecode = LineCode_1

New Line.L1C29 phases=1 bus1= B1C28 bus2=B1C29 length=1.31489238605373E-05 linecode = LineCode_1

New Line.L1C30 phases=1 bus1= B1C29 bus2=B1C30
length=0.00034902924719448 linecode = LineCode_1

New Line.L1C31 phases=1 bus1= B2T14393026 bus2=B1C31
length=0.000637513721536378 linecode = LineCode_1

New Line.L1C32 phases=1 bus1= B1C31 bus2=B1C32 length=9.43106203120216E-06 linecode = LineCode_1

New Line.L1C33 phases=1 bus1= B1C32 bus2=B1C33 length=9.06605541377173E-06 linecode = LineCode_1

New Line.L1C34 phases=1 bus1= B1C33 bus2=B1C34 length=1.87566338222538E-06 linecode = LineCode_1

New Line.L1C35 phases=1 bus1= B1C34 bus2=B1C35
length=0.000618771537836403 linecode = LineCode_1

New Line.L1C36 phases=1 bus1= B1C35 bus2=B1C36 length=9.06605541179076E-06 linecode = LineCode_1

New Line.L1C37 phases=1 bus1= B1C36 bus2=B1C37 length=0.0000000001
linecode = LineCode_1

New Line.L1C38 phases=1 bus1= B1C37 bus2=B1C38 length=1.38480156761247E-05 linecode = LineCode_1

New Line.L1C39 phases=1 bus1= B1C38 bus2=B1C39 length=0.000684326065287004 linecode = LineCode_1

New Line.L1C40 phases=1 bus1= B1C39 bus2=B1C40 length=9.06438982013927E-06 linecode = LineCode_1

New Line.L1C41 phases=1 bus1= B1C40 bus2=B1C41 length=0.0000000001 linecode = LineCode_1

New Line.L1C42 phases=1 bus1= B1C41 bus2=B1C42 length=9.64276018650605E-06 linecode = LineCode_1

New Line.L1C43 phases=1 bus1= B1C42 bus2=B1C43 length=0.0000000001 linecode = LineCode_1

New Line.L1C44 phases=1 bus1= B1C43 bus2=B1C44 length=9.06439000915139E-06 linecode = LineCode_1

New Line.L1C45 phases=1 bus1= B1C44 bus2=B1C45 length=9.42942519044303E-06 linecode = LineCode_1

New Line.L1C46 phases=1 bus1= B1C45 bus2=B1C46 length=0.0000000001 linecode = LineCode_1

New Line.L1C47 phases=1 bus1= B1C46 bus2=B1C47 length=9.06438980551195E-06 linecode = LineCode_1

New Line.L1C48 phases=1 bus1= B2T14393026 bus2=B1C48 length=0.000191541873875451 linecode = LineCode_1

New Line.L1C49 phases=1 bus1= B1C48 bus2=B1C49 length=1.31491507785052E-05 linecode = LineCode_1

New Line.L1C50 phases=1 bus1= B1C49 bus2=B1C50 length=9.06605542832284E-06 linecode = LineCode_1

New Line.L1C51 phases=1 bus1= B1C50 bus2=B1C51 length=0.000661256536546565 linecode = LineCode_1

New Line.L1C52 phases=1 bus1= B1C51 bus2=B1C52 length=9.06438999269515E-06 linecode = LineCode_1

New Line.L1C53 phases=1 bus1= B1C52 bus2=B1C53 length=1.68840553074364E-05 linecode = LineCode_1

New Line.L1C54 phases=1 bus1= B1C53 bus2=B1C54 length=9.06438982006307E-06 linecode = LineCode_1

New Line.L1C55 phases=1 bus1= B1C54 bus2=B1C55 length=0.000600398099273729 linecode = LineCode_1

New Line.L1C56 phases=1 bus1= B1C55 bus2=B1C56 length=9.06438980551195E-06 linecode = LineCode_1

New Line.L1C57 phases=1 bus1= B1C56 bus2=B1C57 length=1.36278737885127E-05 linecode = LineCode_1

New Line.L1C58 phases=1 bus1= B1C57 bus2=B1C58 length=1.33141677118824E-05 linecode = LineCode_1

New Line.L1C59 phases=1 bus1= B1C58 bus2=B1C59 length=0.000680278537888263 linecode = LineCode_1

New Line.L1C60 phases=1 bus1= B1C59 bus2=B1C60 length=9.06605560103148E-06 linecode = LineCode_1

New Line.L1C61 phases=1 bus1= B1C60 bus2=B1C61 length=1.33143924068751E-05 linecode = LineCode_1

New Line.L1C62 phases=1 bus1= B2T14393186 bus2=B1C62 length=0.000251696734485993 linecode = LineCode_1

New Line.L1C63 phases=1 bus1= B1C62 bus2=B1C63 length=9.06438999467647E-06 linecode = LineCode_1

New Line.L1C64 phases=1 bus1= B1C63 bus2=B1C64 length=0.000448261798598774 linecode = LineCode_1

New Line.L1C65 phases=1 bus1= B1C64 bus2=B1C65 length=0.000132356805313067 linecode = LineCode_1

New Line.L1C66 phases=1 bus1= B2T14393186 bus2=B1C66 length=0.000726188379457222 linecode = LineCode_1

New Line.L1C67 phases=1 bus1= B1C66 bus2=B1C67 length=1.21746718379698E-05 linecode = LineCode_1

New Line.L1C68 phases=1 bus1= B1C67 bus2=B1C68 length=9.06439000922759E-06 linecode = LineCode_1

New Line.L1C69 phases=1 bus1= B1C68 bus2=B1C69 length=0.000016488500318967 linecode = LineCode_1

New Line.L1C70 phases=1 bus1= B1C69 bus2=B1C70 length=9.06605541369554E-06 linecode = LineCode_1

New Line.L1C71 phases=1 bus1= B1C70 bus2=B1C71 length=0.000231454821926953 linecode = LineCode_1

New Line.L1C72 phases=1 bus1= B1C71 bus2=B1C72 length=9.06440759135796E-06 linecode = LineCode_1

New Line.L1C73 phases=1 bus1= B1C72 bus2=B1C73 length=0.0000000001 linecode = LineCode_1

New Line.L1C74 phases=1 bus1= B1C73 bus2=B1C74 length=0.000237534565429788 linecode = LineCode_1

New Line.L1C75 phases=1 bus1= B1C74 bus2=B1C75 length=9.06439000922759E-06 linecode = LineCode_1

New Line.L1C76 phases=1 bus1= B1C75 bus2=B1C76 length=1.67446839325832E-05 linecode = LineCode_1

New Line.L1C77 phases=1 bus1= B1C76 bus2=B1C77 length=9.06605541179076E-06 linecode = LineCode_1

New Line.L1C78 phases=1 bus1= B1C77 bus2=B1C78 length=0.000430406122007919 linecode = LineCode_1

New Line.L2C1 phases=1 bus1=B1C1 bus2=B2C1 length=0.00001 linecode = LineCode_1

New Line.L2C2 phases=1 bus1=B1C2 bus2=B2C2 length=0.00001 linecode = LineCode_1

New Line.L2C3 phases=1 bus1=B1C3 bus2=B2C3 length=0.00001 linecode = LineCode_1

New Line.L2C4 phases=1 bus1=B1C4 bus2=B2C4 length=0.00001 linecode = LineCode_1

New Line.L2C5 phases=1 bus1=B1C5 bus2=B2C5 length=0.00001 linecode = LineCode_1

New Line.L2C6 phases=1 bus1=B1C6 bus2=B2C6 length=0.00001 linecode = LineCode_1

New Line.L2C7 phases=1 bus1=B1C7 bus2=B2C7 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C8 phases=1 bus1=B1C8 bus2=B2C8 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C9 phases=1 bus1=B1C9 bus2=B2C9 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C10 phases=1 bus1=B1C10 bus2=B2C10 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C11 phases=1 bus1=B1C11 bus2=B2C11 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C12 phases=1 bus1=B1C12 bus2=B2C12 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C13 phases=1 bus1=B1C13 bus2=B2C13 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C14 phases=1 bus1=B1C14 bus2=B2C14 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C15 phases=1 bus1=B1C15 bus2=B2C15 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C16 phases=1 bus1=B1C16 bus2=B2C16 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C17 phases=1 bus1=B1C17 bus2=B2C17 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C18 phases=1 bus1=B1C18 bus2=B2C18 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C19 phases=1 bus1=B1C19 bus2=B2C19 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C20 phases=1 bus1=B1C20 bus2=B2C20 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C21 phases=1 bus1=B1C21 bus2=B2C21 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C22 phases=1 bus1=B1C22 bus2=B2C22 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C23 phases=1 bus1=B1C23 bus2=B2C23 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C24 phases=1 bus1=B1C24 bus2=B2C24 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C25 phases=1 bus1=B1C25 bus2=B2C25 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C26 phases=1 bus1=B1C26 bus2=B2C26 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C27 phases=1 bus1=B1C27 bus2=B2C27 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C28 phases=1 bus1=B1C28 bus2=B2C28 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C29 phases=1 bus1=B1C29 bus2=B2C29 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C30 phases=1 bus1=B1C30 bus2=B2C30 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C31 phases=1 bus1=B1C31 bus2=B2C31 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C32 phases=1 bus1=B1C32 bus2=B2C32 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C33 phases=1 bus1=B1C33 bus2=B2C33 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C34 phases=1 bus1=B1C34 bus2=B2C34 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C35 phases=1 bus1=B1C35 bus2=B2C35 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C36 phases=1 bus1=B1C36 bus2=B2C36 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C37 phases=1 bus1=B1C37 bus2=B2C37 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C38 phases=1 bus1=B1C38 bus2=B2C38 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C39 phases=1 bus1=B1C39 bus2=B2C39 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C40 phases=1 bus1=B1C40 bus2=B2C40 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C41 phases=1 bus1=B1C41 bus2=B2C41 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C42 phases=1 bus1=B1C42 bus2=B2C42 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C43 phases=1 bus1=B1C43 bus2=B2C43 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C44 phases=1 bus1=B1C44 bus2=B2C44 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C45 phases=1 bus1=B1C45 bus2=B2C45 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C46 phases=1 bus1=B1C46 bus2=B2C46 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C47 phases=1 bus1=B1C47 bus2=B2C47 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C48 phases=1 bus1=B1C48 bus2=B2C48 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C49 phases=1 bus1=B1C49 bus2=B2C49 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C50 phases=1 bus1=B1C50 bus2=B2C50 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C51 phases=1 bus1=B1C51 bus2=B2C51 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C52 phases=1 bus1=B1C52 bus2=B2C52 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C53 phases=1 bus1=B1C53 bus2=B2C53 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C54 phases=1 bus1=B1C54 bus2=B2C54 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C55 phases=1 bus1=B1C55 bus2=B2C55 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C56 phases=1 bus1=B1C56 bus2=B2C56 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C57 phases=1 bus1=B1C57 bus2=B2C57 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C58 phases=1 bus1=B1C58 bus2=B2C58 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C59 phases=1 bus1=B1C59 bus2=B2C59 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C60 phases=1 bus1=B1C60 bus2=B2C60 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C61 phases=1 bus1=B1C61 bus2=B2C61 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C62 phases=1 bus1=B1C62 bus2=B2C62 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C63 phases=1 bus1=B1C63 bus2=B2C63 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C64 phases=1 bus1=B1C64 bus2=B2C64 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C65 phases=1 bus1=B1C65 bus2=B2C65 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C66 phases=1 bus1=B1C66 bus2=B2C66 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C67 phases=1 bus1=B1C67 bus2=B2C67 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C68 phases=1 bus1=B1C68 bus2=B2C68 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C69 phases=1 bus1=B1C69 bus2=B2C69 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C70 phases=1 bus1=B1C70 bus2=B2C70 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C71 phases=1 bus1=B1C71 bus2=B2C71 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C72 phases=1 bus1=B1C72 bus2=B2C72 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C73 phases=1 bus1=B1C73 bus2=B2C73 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C74 phases=1 bus1=B1C74 bus2=B2C74 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C75 phases=1 bus1=B1C75 bus2=B2C75 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C76 phases=1 bus1=B1C76 bus2=B2C76 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C77 phases=1 bus1=B1C77 bus2=B2C77 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

New Line.L2C78 phases=1 bus1=B1C78 bus2=B2C78 length=0.00001 linecode =
LineCode_1

7.1.6. ARQUIVO LOAD

New Load.Carga_1 phases=1 bus1=B2C1 conn=delta kv=0.22 kW = 194.22740655
KVA = 211.11674625 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2

New Load.Carga_2 phases=1 bus1=B2C2 conn=delta kv=0.22 kW =
179.779166916667 KVA = 195.412137952899 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2

New Load.Carga_3 phases=1 bus1=B2C3 conn=delta kv=0.22 kW = 379.6934451
KVA = 412.710266413043 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2

New Load.Carga_4 phases=1 bus1=B2C4 conn=delta kv=0.22 kW =
364.378779858333 KVA = 396.063891150362 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2

New Load.Carga_5 phases=1 bus1=B2C5 conn=delta kv=0.22 kW =
371.154282091667 KVA = 403.428567490942 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2

New Load.Carga_6 phases=1 bus1=B2C6 conn=delta kv=0.22 kW =
428.422976816667 KVA = 465.677148713768 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2

New Load.Carga_7 phases=1 bus1=B2C7 conn=delta kv=0.22 kW =
342.366923233333 KVA = 372.137960036232 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2

New Load.Carga_8 phases=1 bus1=B2C8 conn=delta kv=0.22 kW =
 304.222846941667 KVA = 330.67700754529 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2
 New Load.Carga_9 phases=1 bus1=B2C9 conn=delta kv=0.22 kW =
 177.615657033333 KVA = 193.060496775362 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo10
 New Load.Carga_10 phases=1 bus1=B2C10 conn=delta kv=0.22 kW =
 306.53308445 KVA = 333.188135271739 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo10
 New Load.Carga_11 phases=1 bus1=B2C11 conn=delta kv=0.22 kW =
 358.56321515 KVA = 389.742625163043 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo1
 New Load.Carga_12 phases=1 bus1=B2C12 conn=delta kv=0.22 kW =
 187.725663241667 KVA = 204.049633958333 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2
 New Load.Carga_13 phases=1 bus1=B2C13 conn=delta kv=0.22 kW =
 349.91945165 KVA = 380.347230054348 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2
 New Load.Carga_14 phases=1 bus1=B2C14 conn=delta kv=0.22 kW =
 484.444932058333 KVA = 526.570578324275 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2
 New Load.Carga_15 phases=1 bus1=B2C15 conn=delta kv=0.22 kW = 194.1698883
 KVA = 211.054226413043 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2
 New Load.Carga_16 phases=1 bus1=B2C16 conn=delta kv=0.22 kW =
 157.952922641667 KVA = 171.687959393116 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2
 New Load.Carga_17 phases=1 bus1=B2C17 conn=delta kv=0.22 kW =
 460.765658091667 KVA = 500.832237056159 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2
 New Load.Carga_18 phases=1 bus1=B2C18 conn=delta kv=0.22 kW = 181.4695179
 KVA = 197.249475978261 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo10
 New Load.Carga_19 phases=1 bus1=B2C19 conn=delta kv=0.22 kW =
 133.407453066667 KVA = 145.00810115942 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2
 New Load.Carga_20 phases=1 bus1=B2C20 conn=delta kv=0.22 kW =
 159.851148975 KVA = 173.75124888587 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2
 New Load.Carga_21 phases=1 bus1=B2C21 conn=delta kv=0.22 kW =
 206.15230735 KVA = 224.078594945652 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2
 New Load.Carga_22 phases=1 bus1=B2C22 conn=delta kv=0.22 kW =
 276.430377458333 KVA = 300.467801585145 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2

New Load.Carga_23 phases=1 bus1=B2C23 conn=delta kv=0.22 kW =
 262.315887791667 KVA = 285.125964990942 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2
 New Load.Carga_24 phases=1 bus1=B2C24 conn=delta kv=0.22 kW =
 308.652746191667 KVA = 335.492115425725 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2
 New Load.Carga_25 phases=1 bus1=B2C25 conn=delta kv=0.22 kW =
 417.916593708333 KVA = 454.257167074275 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2
 New Load.Carga_26 phases=1 bus1=B2C26 conn=delta kv=0.22 kW = 332.5338595
 KVA = 361.449847282609 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2
 New Load.Carga_27 phases=1 bus1=B2C27 conn=delta kv=0.22 kW =
 349.311799583333 KVA = 379.686738677536 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2
 New Load.Carga_28 phases=1 bus1=B2C28 conn=delta kv=0.22 kW =
 199.44563455 KVA = 216.788733206522 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo1
 New Load.Carga_29 phases=1 bus1=B2C29 conn=delta kv=0.22 kW =
 337.797414709091 KVA = 367.171102944664 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2
 New Load.Carga_30 phases=1 bus1=B2C30 conn=delta kv=0.22 kW = 276.5662315
 KVA = 300.615469021739 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2
 New Load.Carga_31 phases=1 bus1=B2C31 conn=delta kv=0.22 kW =
 239.75524195 KVA = 260.603523858696 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2
 New Load.Carga_32 phases=1 bus1=B2C32 conn=delta kv=0.22 kW =
 160.723197216667 KVA = 174.69912740942 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2
 New Load.Carga_33 phases=1 bus1=B2C33 conn=delta kv=0.22 kW =
 552.819336316667 KVA = 600.890582952899 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2
 New Load.Carga_34 phases=1 bus1=B2C34 conn=delta kv=0.22 kW =
 215.051711216667 KVA = 233.751860018116 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2
 New Load.Carga_35 phases=1 bus1=B2C35 conn=delta kv=0.22 kW =
 302.035353925 KVA = 328.299297744565 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2
 New Load.Carga_36 phases=1 bus1=B2C36 conn=delta kv=0.22 kW =
 270.695711558333 KVA = 294.234469085145 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2
 New Load.Carga_37 phases=1 bus1=B2C37 conn=delta kv=0.22 kW =
 173.789579741667 KVA = 188.901717110507 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo4
 New Load.Carga_38 phases=1 bus1=B2C38 conn=delta kv=0.22 kW =
 252.146447325 KVA = 274.072225353261 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2

New Load.Carga_39 phases=1 bus1=B2C39 conn=delta kv=0.22 kW =
 161.743270425 KVA = 175.80790263587 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2
 New Load.Carga_40 phases=1 bus1=B2C40 conn=delta kv=0.22 kW =
 158.694433341667 KVA = 172.49394928442 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2
 New Load.Carga_41 phases=1 bus1=B2C41 conn=delta kv=0.22 kW =
 406.525049058333 KVA = 441.875053324275 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2
 New Load.Carga_42 phases=1 bus1=B2C42 conn=delta kv=0.22 kW = 282.0303002
 KVA = 306.554674130435 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2
 New Load.Carga_43 phases=1 bus1=B2C43 conn=delta kv=0.22 kW =
 367.726282583333 KVA = 399.70248106884 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2
 New Load.Carga_44 phases=1 bus1=B2C44 conn=delta kv=0.22 kW =
 210.174613441667 KVA = 228.45066678442 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2
 New Load.Carga_45 phases=1 bus1=B2C45 conn=delta kv=0.22 kW =
 125.475374708333 KVA = 136.386276856884 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo10
 New Load.Carga_46 phases=1 bus1=B2C46 conn=delta kv=0.22 kW =
 170.587040825 KVA = 185.420696548913 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2
 New Load.Carga_47 phases=1 bus1=B2C47 conn=delta kv=0.22 kW =
 447.076758733333 KVA = 485.952998623188 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2
 New Load.Carga_48 phases=1 bus1=B2C48 conn=delta kv=0.22 kW = 283.5799816
 KVA = 308.239110434782 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2
 New Load.Carga_49 phases=1 bus1=B2C49 conn=delta kv=0.22 kW = 395.282041
 KVA = 429.654392391304 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo9
 New Load.Carga_50 phases=1 bus1=B2C50 conn=delta kv=0.22 kW =
 164.288092133333 KVA = 178.574013188406 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2
 New Load.Carga_51 phases=1 bus1=B2C51 conn=delta kv=0.22 kW =
 438.171544158333 KVA = 476.273417563406 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2
 New Load.Carga_52 phases=1 bus1=B2C52 conn=delta kv=0.22 kW = 463.8847966
 KVA = 504.222605 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo1
 New Load.Carga_53 phases=1 bus1=B2C53 conn=delta kv=0.22 kW =
 314.142119608333 KVA = 341.458825661232 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2

New Load.Carga_54 phases=1 bus1=B2C54 conn=delta kv=0.22 kW =
 151.687781716667 KVA = 164.878023605072 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2
 New Load.Carga_55 phases=1 bus1=B2C55 conn=delta kv=0.22 kW =
 192.387018466667 KVA = 209.11632442029 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo1
 New Load.Carga_56 phases=1 bus1=B2C56 conn=delta kv=0.22 kW =
 330.512556808333 KVA = 359.252779139493 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2
 New Load.Carga_57 phases=1 bus1=B2C57 conn=delta kv=0.22 kW =
 269.378476375 KVA = 292.802691711957 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2
 New Load.Carga_58 phases=1 bus1=B2C58 conn=delta kv=0.22 kW =
 272.15806715 KVA = 295.823986032609 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2
 New Load.Carga_59 phases=1 bus1=B2C59 conn=delta kv=0.22 kW =
 185.82561615 KVA = 201.984365380435 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2
 New Load.Carga_60 phases=1 bus1=B2C60 conn=delta kv=0.22 kW = 337.7784228
 KVA = 367.150459565217 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2
 New Load.Carga_61 phases=1 bus1=B2C61 conn=delta kv=0.22 kW =
 382.926914058333 KVA = 416.224906585145 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2
 New Load.Carga_62 phases=1 bus1=B2C62 conn=delta kv=0.22 kW =
 412.567161133333 KVA = 448.442566449275 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo3
 New Load.Carga_63 phases=1 bus1=B2C63 conn=delta kv=0.22 kW =
 249.093219408333 KVA = 270.753499356884 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo3
 New Load.Carga_64 phases=1 bus1=B2C64 conn=delta kv=0.22 kW = 242.0072585
 KVA = 263.051367934783 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo3
 New Load.Carga_65 phases=1 bus1=B2C65 conn=delta kv=0.22 kW = 193.1114407
 KVA = 209.903739891304 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2
 New Load.Carga_66 phases=1 bus1=B2C66 conn=delta kv=0.22 kW =
 433.148706991667 KVA = 470.813811947464 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo1
 New Load.Carga_67 phases=1 bus1=B2C67 conn=delta kv=0.22 kW =
 265.553171091667 KVA = 288.644751186594 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2
 New Load.Carga_68 phases=1 bus1=B2C68 conn=delta kv=0.22 kW =
 523.220299383333 KVA = 568.717716721014 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2
 New Load.Carga_69 phases=1 bus1=B2C69 conn=delta kv=0.22 kW =
 227.02726775 KVA = 246.768769293478 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo3

New Load.Carga_70 phases=1 bus1=B2C70 conn=delta kv=0.22 kW = 117.3290332
 KVA = 127.531557826087 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2
 New Load.Carga_71 phases=1 bus1=B2C71 conn=delta kv=0.22 kW =
 251.79325945 KVA = 273.68832548913 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2
 New Load.Carga_72 phases=1 bus1=B2C72 conn=delta kv=0.22 kW =
 296.045902666667 KVA = 321.789024637681 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-
 Tipo10
 New Load.Carga_73 phases=1 bus1=B2C73 conn=delta kv=0.22 kW =
 186.522202025 KVA = 202.741523940217 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo3
 New Load.Carga_74 phases=1 bus1=B2C74 conn=delta kv=0.22 kW = 550.4694052
 KVA = 598.33631 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2
 New Load.Carga_75 phases=1 bus1=B2C75 conn=delta kv=0.22 kW =
 478.15492785 KVA = 519.733617228261 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2
 New Load.Carga_76 phases=1 bus1=B2C76 conn=delta kv=0.22 kW =
 161.25570705 KVA = 175.277942445652 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2
 New Load.Carga_77 phases=1 bus1=B2C77 conn=delta kv=0.22 kW =
 207.312720025 KVA = 225.339913070652 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2
 New Load.Carga_78 phases=1 bus1=B2C78 conn=delta kv=0.22 kW =
 146.424955108333 KVA = 159.157559900362 Vminpu=0.95 daily=curve_RES-Tipo2

7.1.7. ARQUIVO SISTEMA PVSYST

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

New XYCurve.MyEff npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1.0] yarray=[.86 .9 .93 .97]

New Loadshape.MyIrrad npts=24 interval=1 mult=[0 0 0 0 0 0.0058 0.1074 0.4129
 0.6791 0.8558 0.9803 1 0.9622 0.904 0.7964 0.6685 0.4971 0.1902 0.0248 0 0 0 0]

New Tshape.MyTemp npts=24 interval=1 temp=[25 25 25 25 25 25 25 25 25 35 40 45 50
 60 60 55 40 35 30 25 25 25 25 25 25]

New PVSystem.PV_Carga1 phases=1 bus1=B2C1 kV=0.22 kVA=261.78476535
 irrad=0.47808333333333 Pmpp=240.841984122 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1
 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

New PVSystem.PV_Carga2 phases=1 bus1=B2C2 kV=0.22 kVA=242.311051061594
 irrad=0.47808333333333 Pmpp=222.926166976667 temperature=25 PF=1
 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst Daily=MyIrrad
 TDaily=MyTemp

New PVSystem.PV_Carga3 phases=1 bus1=B2C3 kV=0.22 kVA=511.760730352174
 irrad=0.47808333333333 Pmpp=470.819871924 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1
 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

New PVSystem.PV_Carga4 phases=1 bus1=B2C4 kV=0.22 kVA=491.119225026449
 irrad=0.47808333333333 Pmpp=451.829687024333 temperature=25 PF=1
 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst Daily=MyIrrad
 TDaily=MyTemp

New PVSystem.PV_Carga5 phases=1 bus1=B2C5 kV=0.22 kVA=500.251423688768
 irrad=0.47808333333333 Pmpp=460.231309793667 temperature=25 PF=1
 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst Daily=MyIrrad
 TDaily=MyTemp

New PVSystem.PV_Carga6 phases=1 bus1=B2C6 kV=0.22 kVA=577.439664405073
 irrad=0.47808333333333 Pmpp=531.244491252667 temperature=25 PF=1
 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst Daily=MyIrrad
 TDaily=MyTemp

New PVSystem.PV_Carga7 phases=1 bus1=B2C7 kV=0.22 kVA=461.451070444928
 irrad=0.47808333333333 Pmpp=424.534984809333 temperature=25 PF=1
 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst Daily=MyIrrad
 TDaily=MyTemp

New PVSystem.PV_Carga8 phases=1 bus1=B2C8 kV=0.22 kVA=410.03948935616
 irrad=0.47808333333333 Pmpp=377.236330207667 temperature=25 PF=1
 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst Daily=MyIrrad
 TDaily=MyTemp

New PVSystem.PV_Carga9 phases=1 bus1=B2C9 kV=0.22 kVA=239.395016001449
 irrad=0.47808333333333 Pmpp=220.243414721333 temperature=25 PF=1

%cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst Daily=MyIrrad
 TDaily=MyTemp

New PVSystem.PV_Carga10 phases=1 bus1=B2C10 kV=0.22
 kVA=413.153287736957 irrad=0.478083333333333 Pmpp=380.101024718
 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
 Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

New PVSystem.PV_Carga11 phases=1 bus1=B2C11 kV=0.22
 kVA=483.280855202174 irrad=0.478083333333333 Pmpp=444.618386786
 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
 Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

New PVSystem.PV_Carga12 phases=1 bus1=B2C12 kV=0.22
 kVA=253.021546108333 irrad=0.478083333333333 Pmpp=232.779822419667
 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
 Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

New PVSystem.PV_Carga13 phases=1 bus1=B2C13 kV=0.22
 kVA=471.630565267391 irrad=0.478083333333333 Pmpp=433.900120046
 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
 Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

New PVSystem.PV_Carga14 phases=1 bus1=B2C14 kV=0.22
 kVA=652.947517122101 irrad=0.478083333333333 Pmpp=600.711715752333
 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
 Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

New PVSystem.PV_Carga15 phases=1 bus1=B2C15 kV=0.22
 kVA=261.707240752174 irrad=0.478083333333333 Pmpp=240.770661492
 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
 Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

New PVSystem.PV_Carga16 phases=1 bus1=B2C16 kV=0.22
 kVA=212.893069647464 irrad=0.478083333333333 Pmpp=195.861624075667
 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
 Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

New PVSystem.PV_Carga17 phases=1 bus1=B2C17 kV=0.22
 kVA=621.031973949638 irrad=0.478083333333333 Pmpp=571.349416033667

temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
 Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
 New PVSystem.PV_Carga18 phases=1 bus1=B2C18 kV=0.22
 kVA=244.589350213044 irrad=0.478083333333333 Pmpp=225.022202196
 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
 Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
 New PVSystem.PV_Carga19 phases=1 bus1=B2C19 kV=0.22
 kVA=179.810045437681 irrad=0.478083333333333 Pmpp=165.425241802667
 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
 Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
 New PVSystem.PV_Carga20 phases=1 bus1=B2C20 kV=0.22
 kVA=215.451548618478 irrad=0.478083333333333 Pmpp=198.215424729
 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
 Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
 New PVSystem.PV_Carga21 phases=1 bus1=B2C21 kV=0.22
 kVA=277.857457732609 irrad=0.478083333333333 Pmpp=255.628861114
 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
 Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
 New PVSystem.PV_Carga22 phases=1 bus1=B2C22 kV=0.22
 kVA=372.58007396558 irrad=0.478083333333333 Pmpp=342.773668048333
 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
 Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
 New PVSystem.PV_Carga23 phases=1 bus1=B2C23 kV=0.22
 kVA=353.556196588768 irrad=0.478083333333333 Pmpp=325.271700861667
 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
 Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
 New PVSystem.PV_Carga24 phases=1 bus1=B2C24 kV=0.22
 kVA=416.010223127898 irrad=0.478083333333333 Pmpp=382.729405277667
 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
 Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
 New PVSystem.PV_Carga25 phases=1 bus1=B2C25 kV=0.22
 kVA=563.278887172102 irrad=0.478083333333333 Pmpp=518.216576198333

temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
 Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
 New PVSystem.PV_Carga26 phases=1 bus1=B2C26 kV=0.22
 kVA=448.197810630435 irrad=0.478083333333333 Pmpp=412.34198578

temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
 Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
 New PVSystem.PV_Carga27 phases=1 bus1=B2C27 kV=0.22
 kVA=470.811555960145 irrad=0.478083333333333 Pmpp=433.146631483334

temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
 Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
 New PVSystem.PV_Carga28 phases=1 bus1=B2C28 kV=0.22
 kVA=268.818029176087 irrad=0.478083333333333 Pmpp=247.312586842

temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
 Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
 New PVSystem.PV_Carga29 phases=1 bus1=B2C29 kV=0.22
 kVA=455.292167651383 irrad=0.478083333333333 Pmpp=418.868794239273

temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
 Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
 New PVSystem.PV_Carga30 phases=1 bus1=B2C30 kV=0.22
 kVA=372.763181586957 irrad=0.478083333333333 Pmpp=342.94212706

temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
 Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
 New PVSystem.PV_Carga31 phases=1 bus1=B2C31 kV=0.22
 kVA=323.148369584783 irrad=0.478083333333333 Pmpp=297.296500018

temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
 Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
 New PVSystem.PV_Carga32 phases=1 bus1=B2C32 kV=0.22
 kVA=216.626917987681 irrad=0.478083333333333 Pmpp=199.296764548667

temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
 Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
 New PVSystem.PV_Carga33 phases=1 bus1=B2C33 kV=0.22
 kVA=745.104322861594 irrad=0.478083333333333 Pmpp=685.495977032667

temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
 Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
 New PVSystem.PV_Carga34 phases=1 bus1=B2C34 kV=0.22
 kVA=289.852306422464 irrad=0.478083333333333 Pmpp=266.664121908667
 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
 Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
 New PVSystem.PV_Carga35 phases=1 bus1=B2C35 kV=0.22
 kVA=407.091129203261 irrad=0.478083333333333 Pmpp=374.523838867
 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
 Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
 New PVSystem.PV_Carga36 phases=1 bus1=B2C36 kV=0.22
 kVA=364.85074166558 irrad=0.478083333333333 Pmpp=335.662682332333
 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
 Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
 New PVSystem.PV_Carga37 phases=1 bus1=B2C37 kV=0.22
 kVA=234.238129217029 irrad=0.478083333333333 Pmpp=215.499078879667
 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
 Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
 New PVSystem.PV_Carga38 phases=1 bus1=B2C38 kV=0.22
 kVA=339.849559438044 irrad=0.478083333333333 Pmpp=312.661594683
 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
 Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
 New PVSystem.PV_Carga39 phases=1 bus1=B2C39 kV=0.22
 kVA=218.001799268478 irrad=0.478083333333333 Pmpp=200.561655327
 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
 Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
 New PVSystem.PV_Carga40 phases=1 bus1=B2C40 kV=0.22
 kVA=213.892497112681 irrad=0.478083333333333 Pmpp=196.781097343667
 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
 Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
 New PVSystem.PV_Carga41 phases=1 bus1=B2C41 kV=0.22
 kVA=547.925066122102 irrad=0.478083333333333 Pmpp=504.091060832334

temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
 Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
 New PVSystem.PV_Carga42 phases=1 bus1=B2C42 kV=0.22
 kVA=380.127795921739 irrad=0.478083333333333 Pmpp=349.717572248
 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
 Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
 New PVSystem.PV_Carga43 phases=1 bus1=B2C43 kV=0.22
 kVA=495.631076525362 irrad=0.478083333333333 Pmpp=455.980590403333
 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
 Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
 New PVSystem.PV_Carga44 phases=1 bus1=B2C44 kV=0.22
 kVA=283.278826812681 irrad=0.478083333333333 Pmpp=260.616520667667
 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
 Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
 New PVSystem.PV_Carga45 phases=1 bus1=B2C45 kV=0.22
 kVA=169.118983302536 irrad=0.478083333333333 Pmpp=155.589464638333
 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
 Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
 New PVSystem.PV_Carga46 phases=1 bus1=B2C46 kV=0.22
 kVA=229.921663720652 irrad=0.478083333333333 Pmpp=211.527930623
 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
 Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
 New PVSystem.PV_Carga47 phases=1 bus1=B2C47 kV=0.22
 kVA=602.581718292753 irrad=0.478083333333333 Pmpp=554.375180829333
 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
 Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
 New PVSystem.PV_Carga48 phases=1 bus1=B2C48 kV=0.22
 kVA=382.21649693913 irrad=0.478083333333333 Pmpp=351.639177184
 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
 Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
 New PVSystem.PV_Carga49 phases=1 bus1=B2C49 kV=0.22
 kVA=532.771446565218 irrad=0.478083333333333 Pmpp=490.14973084

temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
 Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
 New PVSystem.PV_Carga50 phases=1 bus1=B2C50 kV=0.22
 kVA=221.431776353623 irrad=0.478083333333333 Pmpp=203.717234245333
 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
 Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
 New PVSystem.PV_Carga51 phases=1 bus1=B2C51 kV=0.22
 kVA=590.579037778623 irrad=0.478083333333333 Pmpp=543.332714756333
 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
 Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
 New PVSystem.PV_Carga52 phases=1 bus1=B2C52 kV=0.22 kVA=625.2360302
 irrad=0.478083333333333 Pmpp=575.217147784 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1
 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
 New PVSystem.PV_Carga53 phases=1 bus1=B2C53 kV=0.22
 kVA=423.408943819928 irrad=0.478083333333333 Pmpp=389.536228314334
 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
 Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
 New PVSystem.PV_Carga54 phases=1 bus1=B2C54 kV=0.22
 kVA=204.44874927029 irrad=0.478083333333333 Pmpp=188.092849328667
 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
 Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
 New PVSystem.PV_Carga55 phases=1 bus1=B2C55 kV=0.22
 kVA=259.304242281159 irrad=0.478083333333333 Pmpp=238.559902898667
 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
 Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
 New PVSystem.PV_Carga56 phases=1 bus1=B2C56 kV=0.22
 kVA=445.473446132971 irrad=0.478083333333333 Pmpp=409.835570442333
 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
 Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp
 New PVSystem.PV_Carga57 phases=1 bus1=B2C57 kV=0.22
 kVA=363.075337722826 irrad=0.478083333333333 Pmpp=334.029310705
 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
 Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

New PVSystem.PV_Carga58 phases=1 bus1=B2C58 kV=0.22
kVA=366.821742680435 irrad=0.47808333333333 Pmpp=337.476003266
temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

New PVSystem.PV_Carga59 phases=1 bus1=B2C59 kV=0.22
kVA=250.460613071739 irrad=0.47808333333333 Pmpp=230.423764026
temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

New PVSystem.PV_Carga60 phases=1 bus1=B2C60 kV=0.22
kVA=455.26656986087 irrad=0.47808333333333 Pmpp=418.845244272
temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

New PVSystem.PV_Carga61 phases=1 bus1=B2C61 kV=0.22
kVA=516.11888416558 irrad=0.47808333333333 Pmpp=474.829373432333
temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

New PVSystem.PV_Carga62 phases=1 bus1=B2C62 kV=0.22
kVA=556.068782397102 irrad=0.47808333333333 Pmpp=511.583279805334
temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

New PVSystem.PV_Carga63 phases=1 bus1=B2C63 kV=0.22
kVA=335.734339202536 irrad=0.47808333333333 Pmpp=308.875592066333
temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

New PVSystem.PV_Carga64 phases=1 bus1=B2C64 kV=0.22
kVA=326.18369623913 irrad=0.47808333333333 Pmpp=300.08900054
temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

New PVSystem.PV_Carga65 phases=1 bus1=B2C65 kV=0.22
kVA=260.280637465217 irrad=0.47808333333333 Pmpp=239.458186468
temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

New PVSystem.PV_Carga66 phases=1 bus1=B2C66 kV=0.22
kVA=583.809126814855 irrad=0.47808333333333 Pmpp=537.104396669667
temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

New PVSystem.PV_Carga67 phases=1 bus1=B2C67 kV=0.22
kVA=357.919491471377 irrad=0.47808333333333 Pmpp=329.285932153667
temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

New PVSystem.PV_Carga68 phases=1 bus1=B2C68 kV=0.22
kVA=705.209968734058 irrad=0.47808333333333 Pmpp=648.793171235333
temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

New PVSystem.PV_Carga69 phases=1 bus1=B2C69 kV=0.22
kVA=305.993273923913 irrad=0.47808333333333 Pmpp=281.51381201
temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

New PVSystem.PV_Carga70 phases=1 bus1=B2C70 kV=0.22
kVA=158.139131704348 irrad=0.47808333333333 Pmpp=145.488001168
temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

New PVSystem.PV_Carga71 phases=1 bus1=B2C71 kV=0.22
kVA=339.373523606522 irrad=0.47808333333333 Pmpp=312.223641718
temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

New PVSystem.PV_Carga72 phases=1 bus1=B2C72 kV=0.22
kVA=399.018390550725 irrad=0.47808333333333 Pmpp=367.096919306667
temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

New PVSystem.PV_Carga73 phases=1 bus1=B2C73 kV=0.22
kVA=251.39948968587 irrad=0.47808333333333 Pmpp=231.287530511
temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

New PVSystem.PV_Carga74 phases=1 bus1=B2C74 kV=0.22 kVA=741.9370244
irrad=0.47808333333333 Pmpp=682.582062448 temperature=25 PF=1 %cutin=0.1
%cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

New PVSystem.PV_Carga75 phases=1 bus1=B2C75 kV=0.22
kVA=644.469685363043 irrad=0.47808333333333 Pmpp=592.912110534
temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

New PVSystem.PV_Carga76 phases=1 bus1=B2C76 kV=0.22
kVA=217.344648632609 irrad=0.47808333333333 Pmpp=199.957076742
temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

New PVSystem.PV_Carga77 phases=1 bus1=B2C77 kV=0.22
kVA=279.421492207609 irrad=0.47808333333333 Pmpp=257.067772831
temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp

New PVSystem.PV_Carga78 phases=1 bus1=B2C78 kV=0.22
kVA=197.355374276449 irrad=0.47808333333333 Pmpp=181.566944334333
temperature=25 PF=1 %cutin=0.1 %cutout=0.1 effcurve=MyEff P-TCurve=MyPvst
Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp