

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PAMPA

Zenio Felipe Pereira Marques

**FERRAMENTA PARA SIMULAÇÃO DE REDES DE TESTES DE
DISTRIBUIÇÃO IEEE COM VEÍCULOS ELÉTRICOS**

Alegrete

2018

Zenio Felipe Pereira Marques

**FERRAMENTA PARA SIMULAÇÃO DE REDES DE TESTES DE
DISTRIBUIÇÃO IEEE COM VEÍCULOS ELÉTRICOS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal do Pampa (Unipampa, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Bacharel em Engenharia Elétrica**.

Orientador: Prof. Dr. Eduardo Machado dos Santos

Alegrete

2018

Ficha catalográfica elaborada automaticamente com os dados fornecidos
pelo(a) autor(a) através do Módulo de Biblioteca do
Sistema GURI (Gestão Unificada de Recursos Institucionais) .

P436f Pereira Marques, Zenio Felipe
Ferramenta para simulação de redes de testes de
distribuição IEEE com veículos elétricos / Zenio Felipe
Pereira Marques.

76 p.

Trabalho de Conclusão de Curso(Graduação)-- Universidade
Federal do Pampa, ENGENHARIA ELÉTRICA, 2018.

"Orientação: Eduardo Machado dos Santos".

1. veículos elétricos. 2. redes de testes de distribuição
IEEE. 3. interface gráfica. I. Título.

ZENIO FELIPE PEREIRA MARQUES

FERRAMENTA PARA SIMULAÇÃO DE REDES DE TESTES DE DISTRIBUIÇÃO IEEE COM VEÍCULOS ELÉTRICOS

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado em: 3 de dezembro de 2018.


Banca examinadora:



Prof. Dr. Eduardo Machado dos Santos
Orientador



Prof. Dr. Chryslan Dalla Lana da Silva
UNIPAMPA



Prof. Dr. Alessandro Botti Benevides
UNIPAMPA

*Dedico este trabalho à minha família,
por sempre me apoiar.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço a minha família, em especial aos meus pais, Paulo e Marly, e a minha irmã Julline, por todo apoio e ajuda durante toda a vida.

Agradeço aos professores que participaram de toda minha graduação, que exigiram e incentivaram, fazendo com que eu me torna-se um profissional mais completo.

Agradeço aos inúmeros amigos e colegas da República Morte Lenta, que estiveram sempre presente em todos os momentos da graduação, fazendo com que esse período fosse o melhor possível.

Agradeço aos colegas de curso, que sempre compartilhamos conhecimentos, de forma a facilitar a aprendizagem.

Agradeço aos colegas do GESEP, por toda ajuda e conhecimento compartilhado no final da graduação.

E todas as outras pessoas que contribuíram de alguma forma para minha graduação, meu muito obrigado.

*"Todos os seus sonhos podem se tornar realidade,
se você tiver a coragem de persegui-los,"
(Walt Disney)*

RESUMO

Veículos movidos a combustão interna são um dos maiores emissores de gases poluentes da indústria automotiva. Pensando nisso, com o objetivo de reduzir a emissão de gases poluentes, alguns países sancionaram leis proibindo a fabricação dos mesmos. Atendendo as novas exigências, as indústrias automobilísticas tem investido em novas tecnologias. Uma opção para a redução de emissão de gases poluentes são os veículos elétricos (VEs). Nesse contexto, o presente trabalho tem como objetivo criar uma ferramenta, com interface gráfica, para simular redes de testes de distribuição IEEE, onde pode-se alterar as curvas de carga da rede, a inclusão de VEs, curva para recarga adaptada, a quantidade de VEs a ser recarregada e suas respectivas potências. São utilizados os softwares OpenDSS e MATLAB®. Ao final é feita uma análise dos resultados a fim de comparar as perdas elétricas para o sistema sem VEs, com VEs e com VEs tendo curva de recarga adaptada. Os resultados obtidos mostram um aumento nas perdas elétricas, quando se compara a rede de distribuição sem VEs. Por fim, destaca-se que as perdas elétricas podem ser reduzidas com a curva de carga otimizada.

Palavras-chave:veículos elétricos, rede de testes de distribuição IEEE, interface gráfica.

ABSTRACT

Internal combustion vehicles are one of the largest emitters of gaseous pollutants in the automotive industry. With this in mind, in order to reduce the emission of gaseous pollutants, some countries have enacted laws prohibiting their manufacture. Given the new requirements, the automotive industries have invested in new technologies. One option for reducing the emission of polluting gases is electric vehicles (VEs). In this context, the present work aims to create a tool, with graphical interface, to simulate networks of IEEE distribution tests, where it is possible to change the load curves of the network, the inclusion of VEs, curve for adapted recharge, the quantity of VEs to be recharged and their respective powers. The OpenDSS and MATLAB *textregistered* softwares are used. At the end, an analysis of the results is made in order to compare the electrical losses to the system without VEs, with VEs and with VEs having adapted refueling curve. The obtained results show an increase in the electrical losses, when the distribution network without VEs is compared. Finally, it is emphasized that the electric losses can be reduced with the optimized load curve.

Keywords: electric vehicles, IEEE distribution test network, graphical interface.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Representação gráfica do processo de simulação.	27
Figura 2 – Representação gráfica do funcionamento do OpenDSS.	28
Figura 3 – Fluxograma da Interface gráfica.	32
Figura 4 – Rede de teste de distribuição IEEE 123 barras.	33
Figura 5 – Rede de teste de distribuição IEEE 37 barras.	34
Figura 6 – Curva Residencial.	35
Figura 7 – Curva Residencial final de semana.	35
Figura 8 – Curva Industrial.	36
Figura 9 – Curva Residencial Semanal 1.	36
Figura 10 – Curva Residencial Semanal 2.	37
Figura 11 – Curva Residencial Semanal 3.	37
Figura 12 – Curva de Recarga adaptada Residencial Semanal 1.1.	38
Figura 13 – Curva de Recarga adaptada Residencial Semanal 1.2.	39
Figura 14 – Interface gráfica	43
Figura 15 – Residencial Semanal 1	44
Figura 16 – Localização dos Estacionamentos inteligentes na rede de distribuição.	46
Figura 17 – Recarga adaptada residencial semanal 1.1	47
Figura 18 – Perdas Totais sem VEs (kWh).	48
Figura 19 – Perdas Totais com recarga dos VEs(kWh).	49

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Localização dos 10 Agregadores.	40
Tabela 2 – Localização dos 20 Agregadores.	40
Tabela 3 – Localização dos 30 Agregadores.	40
Tabela 4 – Potência dos Agregadores.	41
Tabela 5 – Corrente na Subestação sem VEs	45
Tabela 6 – Potências na Subestação sem VEs	45
Tabela 7 – Corrente na Subestação com VEs	46
Tabela 8 – Potências na Subestação com VEs	47
Tabela 9 – Corrente na Subestação com VEs e recarga adaptada	48
Tabela 10 – Potências na Subestação com VEs e recarga adaptada	48
Tabela 11 – Perdas totais diárias	49
Tabela 12 – Perdas no horário de pico com recarga dos VEs	49

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	21
1.1	Justificativa e Motivação	22
1.2	Objetivos	22
1.3	Organização do Trabalho	22
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	23
2.1	Veículos Elétricos (VEs)	23
2.1.1	Veículos elétricos <i>plug-in</i>	23
2.1.1.1	Veículos elétricos à bateria (VEB)	23
2.1.1.2	Veículos elétricos híbridos <i>plug-in</i> (VEHP)	24
2.1.2	Veículos elétricos híbridos (VEH)	24
2.2	Impacto da recarga descoordenada do VEs	24
2.3	Benefícios dos VEs	25
2.4	Considerações Finais do Capítulo	26
3	METODOLOGIA	27
3.1	Redes de testes de distribuição	27
3.2	OpenDSS	27
3.2.1	Cálculo de Fluxo de Potência	29
3.2.1.1	Método Padrão	29
3.2.1.2	Método de Newton	29
3.3	MATLAB®	30
3.4	Agregadores	30
3.5	Interface Gráfica	31
3.5.1	Fluxograma	32
3.5.2	Descrição da Interface gráfica	32
3.5.2.1	Rede de Teste de Distribuição IEEE	32
3.5.2.2	Perfil Loadshape da Rede	34
3.5.2.3	Loadshape da Rede	35
3.5.2.4	Veículos Elétricos	37
3.5.2.5	Recarga Adaptada	38
3.5.2.6	Curva de Recarga Adaptada	38
3.5.2.7	Quantidade de Agregadores	39
3.5.2.8	Carga dos Agregadores	40
3.5.2.9	Grandezas Elétricas	41
3.5.2.10	Simular	41
3.6	Considerações Finais do Capítulo	41
4	RESULTADOS	43

4.1	Interface Gráfica	43
4.2	Simulações	43
4.2.1	Rede de testes IEEE 123 barras	44
4.2.1.1	Primeira simulação	45
4.2.1.2	Segunda simulação	45
4.2.1.3	Terceira simulação	46
4.3	Perdas elétricas sem VEs	47
4.4	Perdas elétricas com inclusão de VEs	48
4.5	Considerações Finais do Capítulo	50
5	CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	51
5.1	Conclusões	51
5.2	Sugestões para Trabalhos Futuros	51
	REFERÊNCIAS	53
	APÊNDICES	55
	APÊNDICE A – POTÊNCIA DOS VES	57
	APÊNDICE B – RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES	65
	ANEXOS	69

1 INTRODUÇÃO

Os veículos movidos a combustão ocupam a maior parte do mercado automobilístico mundial. Entretanto, devido à preocupação em preservar o meio ambiente, alguns países sancionaram leis proibindo a fabricação de carros cuja sua fonte de energia seja exclusivamente à base de combustíveis fósseis. Sabendo disso, a indústria automobilística tem investido em novas tecnologias.

Os veículos elétricos (VEs) são uma alternativa para uma redução da emissão de gases poluentes, pois são movidos com motores elétricos. Eles podem ser movidos apenas por motores elétricos (veículos elétricos *plug-in* - VEPs), ou por motores elétricos funcionando em conjunto com um motor a combustão (veículos elétricos híbridos *plug-in* - VEHPs).

Para recarregar as baterias dos VEPs, os mesmos devem ser conectados a rede de distribuição de energia elétrica. Como o número de VEPs deve aumentar consideravelmente em alguns anos, a recarga das baterias pode se tornar um problema para as concessionárias de energia, principalmente, nos horários de pico (18 – 22 horas). Dessa forma, isto pode causar problemas de estabilidade e sobrecarga nas linhas de transmissão. Nesse contexto, é necessário desenvolver estratégias e métodos para a recarga dos veículos elétricos.

Há dois conceitos importantes quando se trata de recarga de VEs. O que é conhecido como veículo-para-rede (do inglês *vehicle-to-grid* - V2G), o qual diz respeito ao fato de que os veículos elétricos podem auxiliar a rede em momentos críticos. Por exemplo, injetando energia para regular os níveis de tensão e frequência. A segunda definição é dita rede-para-veículo (do inglês *grid-to-vehicle* - G2V), onde os veículos são apenas cargas para o sistema, consumindo energia. Este trabalho considera o veículo elétrico pelo conceito G2V (CLEMENT-NYNS; HAESSEN; DRIESEN, 2010).

Com o aumento da presença dos conceitos V2G e G2V, a operação, controle e administração das redes de distribuição estão se tornando cada vez mais complexas. Devido a isto, é necessário a utilização de ferramentas computacionais para a simulação de diversos cenários, a fim de manter a qualidade e confiabilidade da energia entregue ao cliente.

Em 2014, a ANEEL publicou a Nota Técnica número 057/2014 - SDR/ANEEL, onde é adotado o software OpenDSS (Open Distribution System Simulator) para calcular o fluxo de potência e medição dos níveis de perdas elétricas nas redes de distribuição (ANEEL-PRODIST, 2014) (ANEEL, 2014).

Entre os pontos positivos do OpenDSS, destacam-se: os transformadores são modelados de forma genérica, o que possibilita realizar diversos tipos de conexões e simulações; pode-se comunicar e controlar o OpenDSS através de outros softwares como MATLAB® e VBA e; o OpenDSS é um software de código livre (RADATZ, 2015).

1.1 Justificativa e Motivação

Com a crescente preocupação ambiental e os gases emitidos pelos veículos, o número de veículos elétricos aumentará nos próximos anos. Para que a inclusão dos VEs não se torne um problema para o sistema elétrico e acabe gerando mais gases poluentes que os veículos movidos a combustão interna, em decorrência da necessidade do despacho termoeletrico para atender a demanda crescente, é necessário que exista um controle sobre a recarga dos mesmos.

Com isso, torna-se necessário o estudo dos impactos causados pela recarga descoordenada dos veículos elétricos na rede de distribuição, sendo indispensável a simulação de diversos cenários de inclusão de VEs com variados perfis de consumo.

1.2 Objetivos

Tendo em vista os problemas ambientais causados pelos veículos de combustão e os problemas que podem acontecer com a operação da rede de distribuição de energia, caso ocorra a recarga descoordenada dos VEs, este trabalho tem como objetivo principal:

Criar uma interface gráfica para simular as redes de testes de distribuição IEEE em modo diário, onde se possa alterar os perfis de consumo, a inclusão de VEs, optar por recarga com curva de carga adaptada, bem como definir a quantidade de VEs e as grandezas elétricas a serem medidas.

Como objetivos específicos, citam-se:

- Reduzir as perdas elétricas no horário de pico;
- Comparar as perdas elétricas em diversos cenários; e
- Verificar os impactos causados pela recarga descoordenada;

1.3 Organização do Trabalho

O Capítulo 2 apresenta os veículos elétricos e as diferenças entre os modelos existentes. Também, são expostos os impactos e benefícios causados pela inclusão de veículos elétricos na rede de distribuição.

A metodologia utilizada para realizar as simulações, bem como uma explicação dos softwares empregados e da rede de teste de distribuição estão presentes no Capítulo 3.

As análises e os resultados das simulações das perdas elétricas sem e com inclusão de veículos elétricos são expostas no Capítulo 4.

O Capítulo 5 apresenta as considerações dos resultados parciais obtidos e também os objetivos para as próximas etapas do trabalho.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

No presente Capítulo, são apresentados os veículos elétricos, comparando e explicando as principais diferenças entre os vários tipos existentes e os principais pontos positivos e negativos para cada modelo.

Também, é discutido sobre o impacto causado pela recarga descoordenada dos VEs e o benefícios que os VEs podem gerar para a rede elétrica de distribuição.

2.1 Veículos Elétricos (VEs)

Os veículos elétricos (VEs) são veículos automotores que utilizam motores elétricos para se locomover. A energia para os motores é proveniente de baterias ou supercapacitores. As principais características desse tipo de veículo são a baixa ou nula emissão de gases poluentes e a alta eficiência energética (ABVE, 2017).

Os veículos elétricos podem ser divididos em dois grupos: Veículos Elétricos *Plug-in* (VEP) e Veículos Elétricos Híbridos *Plug-in* (VEHP). No primeiro grupo, encontram-se os veículos à bateria, os quais necessitam se conectar à rede para a recarga. Já no outro grupo, estão os veículos elétricos híbridos, os quais são constituídos por motores a combustão e a eletricidade, diferenciando-se do outro grupo por não necessitarem de conexão à rede de energia para recarga de suas baterias.

Segundo a Associação Brasileira de Veículos Elétricos (ABVE), em sete estados brasileiros (MA, PI, CE, RN, PE, SE e RS), os veículos elétricos são isentos de IPVA e, em outros três estados (SP, RJ e MS), o imposto possui um valor menor para os VEs (ABVE, 2017).

2.1.1 Veículos elétricos *plug-in*

2.1.1.1 Veículos elétricos à bateria (VEB)

Esses veículos são movidos exclusivamente por motores elétricos, o que reduz a emissão de gases poluente pelo veículo a zero. A fonte de energia desses veículos são restritamente as baterias localizadas no mesmo, que são recarregas com a conexão do VEB a rede de energia ou com a substituição da bateria descarregada por outra recarregada externamente.

Segundo (CHAN; BOUSCAYROL; CHEN, 2010), os principais problemas dos VEBs são:

- A exclusividade a essa fonte de energia, acaba limitando o tempo de funcionamento longe das tomadas.
- A curta vida útil da bateria, que, mesmo com a crescente evolução da tecnologia nos últimos anos, ainda é um fato determinante para a não popularização dos VEBs.

- O alto custo do veículo dado o fato de ser exclusivamente elétrico, acarretando em elevados preços.

2.1.1.2 Veículos elétricos híbridos *plug-in* (VEHP)

Os VEHPs possuem motores elétricos e motores a combustão interna. Devido a isso, a autonomia dos VEHPs é bem maior se comparado com o VEBs. Isto faz com que os VEHPs sejam mais aceitos no mercado.

A fonte de energia dos veículos elétricos híbridos *plug-in* são: baterias, supercapacitores e combustíveis fósseis ou alternativos.

Diferentemente dos VEBs, os VEHPs emitem gases poluentes, pelo fato de possuir motores a combustão interna. Porém, a emissão é bem menor se comparado com veículos convencionais movidos a combustão interna.

A recarga das baterias é feita através da conexão do VEHPs a rede de energia, pela frenagem regenerativa e também com o auxílio de um motor-gerador localizado no próprio veículo.

Como dito por Chan et al.(2010), os principais problemas dos VEHPs são:

- Elevado preço se comparado com veículos convencionais movidos a combustão interna.
- Menor capacidade da bateria, se comparado com os VEBs.

2.1.2 Veículos elétricos híbridos (VEH)

São constituídos por uma combinação de motores elétricos e motores a combustão interna, fazendo com que esse tipo de veículo tenha uma grande autonomia.

Em contrapartida aos outros veículos elétricos anteriormente citados, nos VEH, não é possível recarregar as baterias ou supercapacitores através da conexão do veículo a rede elétrica. A recarga é feita internamente com o auxílio de frenagem regenerativa e pelo motor a combustão.

A grande autonomia e a independência de pontos de recarga, faz com que o veículos elétricos híbridos sejam os VEs mais presentes no dia a dia da população.

2.2 Impacto da recarga descoordenada do VEs

O grande benefício dos veículos elétricos, quando comparado aos veículos movidos a combustão interna, é o fato da baixa ou nula emissão de gases poluentes. Em um estudo realizado por Basso (2011), conclui-se que, caso ocorra a recarga descoordenada de VEs, principalmente, no horário de pico (18 até 22 horas), a energia para a recarga dos mesmos provavelmente será proveniente de termoeletricas. A fonte de energia mais comum para as termoeletricas brasileiras são o carvão e os derivados do petróleo. Com isso, uma recarga

descoordenada implicará em despacho das termoeletricas, causando um efeito contrário do objetivo inicial, que é a redução dos gases poluentes (BASSO, 2011).

Sem uma coordenação na recarga dos veículos elétricos, esta se torna imprevisível. Aliado ao fato dela ser cíclica e variável, isso pode trazer complicações para a rede de distribuição. Acredita-se que os proprietários de VEs recarregarão seus veículos após retornar do expediente de trabalho. Consequentemente, os VEs serão conectados a rede no horário crítico do sistema elétrico, entre 18 e 22 horas, sobrecarregando todo o sistema (SALDANHA, 2015).

Em estudo realizado por Hoog 2016, considerando recarga descoordenada e entrega de potência máxima aos VEs até as baterias estarem 100% carregadas, percebeu-se sobrecarga nos transformadores e queda de tensão para grande parte dos clientes (HOOG et al., 2016).

A recarga descoordenada aumenta a demanda de energia, causando uma elevação nas faturas de energia (HALBLEIB; TURNER; NABER, 2012). Segundo Veldman e Verzijlbergh (2015), o acréscimo no valor das faturas de energia se dá pelo aumento das perdas elétricas .

Mesmo com uma baixa penetração de VEs, o impacto causado pela recarga descoordenada é algo a ser considerado, levando os transformadores da rede de distribuição ao limite de operação, fazendo com que a vida útil do equipamento seja reduzida (MURATORI, 2018).

Políticas governamentais e legislações climáticas fizeram com que a venda de VEs aumentasse rapidamente nos últimos anos, utilizando o discurso de emissão zero de gases poluentes. Deve-se levar em conta o consumo de energia dos VEs e qual a fonte de geração da energia usada na recarga das baterias. Estudos realizados em condições reais de usos provam que um VE pode ter até 50% de eficiência se comparado com um veículo movido a combustão interna. Mas quando os testes são realizados em altas velocidades, a relação de energia consumida e, consequentemente, gases poluentes lançados na atmosfera, os VEs levam desvantagens em relação aos veículos tradicionais. Os resultados podem variar conforme a localização e matéria-prima para geração da energia elétrica (CHEN et al., 2018).

2.3 Benefícios dos VEs

Os principais benefícios da utilização dos VEs são as vantagens ambientais. A redução da emissão de gases poluentes é de fato algo crucial para a popularização dos VEs.

Os veículos elétricos também podem ser usados para ajudar a rede de distribuição com serviços auxiliares. Para isso, é necessário que os veículos sejam agrupados em estacionamentos inteligentes, que são conhecidos como agregadores (GUILLE; GROSS, 2009).

Para que seja possível beneficiar a rede de distribuição, os agregadores são conec-

tados no conceito V2G, na qual os veículos podem fornecer energia para a rede, ajudando com regulação de tensão, controle de frequência, nivelamento de carga de pico dentre outras (CLEMENT-NYNS; HAESSEN; DRIESEN, 2010).

Os VEs podem impactar positivamente a economia, o meio ambiente e a operação do sistema elétrico. Nos estudos realizados por Delgado et al.(2018), foi provado que um VE tem capacidade para ser o único veículo de uma família, devido à boa autonomia da bateria. Outro fator importante é a redução de emissão de gases poluente gerados na combustão dos combustíveis fósseis e caso haja a recarga coordenada, os VEs podem auxiliar o sistema elétrico recarregando as baterias no período noturno, consumindo o excedente de geração.

2.4 Considerações Finais do Capítulo

Após o presente Capítulo, é possível classificar os diferentes tipos de veículos elétricos, conforme suas características de combustíveis e modo de recarga, bem como seus pontos positivos e negativos.

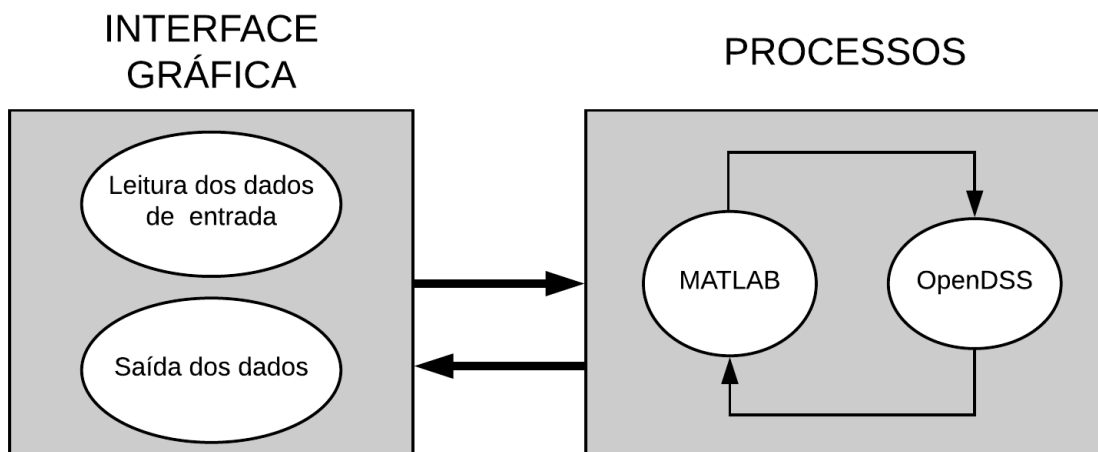
Foi demonstrado os possíveis impactos gerados pela recarga descoordenada dos VEs, os problemas que podem atingir a rede de distribuição de energia elétrica. Também são apresentados os benefícios que os VEs à rede, através do conceito V2G.

3 METODOLOGIA

Neste Capítulo, é apresentada a metodologia utilizada no trabalho, as redes testes de distribuição empregadas, bem como os softwares usados para realizar as simulações. Apresenta-se também a estratégia usada para reduzir as perdas elétricas no sistema no horário de pico.

Na Figura 1, pode-se observar, de modo simplificado, todo o processo envolvido na execução deste trabalho. Na primeira etapa, o usuário informa na interface gráfica todas as configurações desejadas para simulação. Na segunda etapa, executam-se os cálculos de fluxo de potência e perdas elétricas. Em seguida, os resultados são apresentados na interface gráfica.

Figura 1 – Representação gráfica do processo de simulação.



Fonte: Próprio autor (2018)

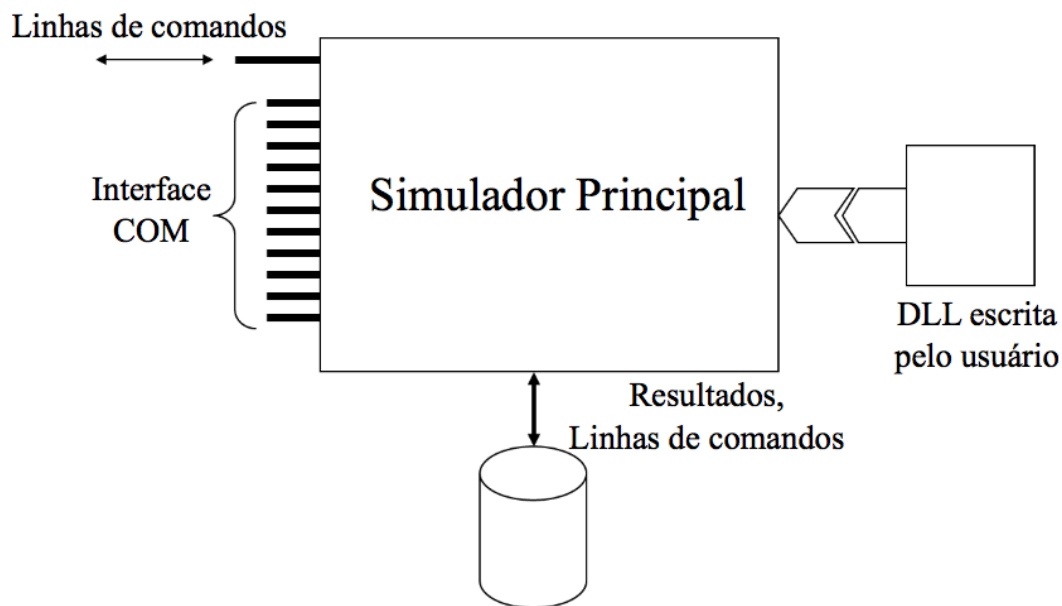
3.1 Redes de testes de distribuição

Utilizam-se as redes de testes de distribuição da IEEE, pois são redes amplamente estudadas, tornando possível a comparação dos resultados com estudos realizados por outras pessoas.

3.2 OpenDSS

O *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS) é um software livre, baseado em linhas de comando. O software utiliza a interface *Component Object Model* (COM), pela possibilidade de criar soluções em outras ferramentas computacionais. É possível controlar o OpenDSS através de outros softwares, como, por exemplo, Python, MATLAB® e VBA. Na Figura 2, apresenta-se o funcionamento do software.

Figura 2 – Representação gráfica do funcionamento do OpenDSS.



Fonte: Adaptado de RADATZ (2015)

É possível realizar simulações das seguintes formas:

- Fluxo de potência;
- Curto-Circuito;
- Fluxo de Harmônicos;
- Estabilidade; e
- Crescimento de demanda.

Em relação ao tempo de simulação, é possível realizar as simulações nos seguintes modos:

- Snapshot: a simulação é feita de modo instantâneo, sem curvas de carga;
- Daily Mode: modo diário, necessita de curvas de carga para realizar a simulação. O número de pontos das curvas é definido pelo usuário, com os resultados apresentados em 24 horas;
- Yearly Mode: modo anual, também necessita de curvas de carga e os resultados são apresentados por dia;
- Duty Cycle: normalmente utilizado para painéis fotovoltaicos; e

- Monte Carlo: método estatístico com amostras aleatórias para obter resultados numéricos.

Como este trabalho tem por objetivo simular as perdas elétricas diárias, as simulações foram realizadas no modo Fluxo de potência em Daily Mode.

3.2.1 Cálculo de Fluxo de Potência

O cálculo de fluxo de potência pode ser realizado de duas formas no OpenDSS. A primeira forma é o Método Padrão, o qual requer menos poder de processamento. Por isso o resultado da simulação é obtido rapidamente. A segunda forma é o Método de Newton. O OpenDSS, com o auxílio do KLUolve, decompõe a matriz de admitâncias nodais e realiza a inversa. A seguir é explicado como o OpenDSS realiza as dois métodos.

3.2.1.1 Método Padrão

Esse modo é relativamente simples, pois os cálculos são realizados por método iterativo do ponto fixo, funcionando bem para a maioria dos sistemas de distribuição. Essa metodologia é preferida para simulações anuais, devido a sua velocidade. O Método Padrão foi atualizado com o passar do tempo e agora já é tão robusto como o Método de Newton (DUGAN, 2012).

Tal técnica é baseada na utilização da matriz inversa de admitâncias nodais da rede completa. Além disso, as fontes lineares de tensão são representadas pelo equivalente de Norton, onde as impedâncias e as fontes de corrente de compensação representam as cargas e geradores não lineares. Na matriz inversa de admitâncias nodais, a tensão é representada pelo V , as admitâncias por Y e a corrente pelo I .

$$\begin{bmatrix} \dot{V}_1 \\ \vdots \\ \dot{V}_j \\ \vdots \\ \dot{V}_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{11} & \cdots & \bar{Y}_{1j} & \cdots & \bar{Y}_{1N} \\ \vdots & \cdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ \bar{Y}_{j1} & \cdots & \bar{Y}_{jj} & \cdots & \bar{Y}_{jN} \\ \vdots & \cdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ \bar{Y}_{N1} & \cdots & \bar{Y}_{Nj} & \cdots & \bar{Y}_{NN} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \vdots \\ \dot{I}_j \\ \vdots \\ \dot{I}_N \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

3.2.1.2 Método de Newton

É um método mais robusto e é normalmente utilizado em sistemas de distribuição extremamente complexos e de difícil solução (DUGAN, 2012).

Para realizar o Método de Newton, o OpenDSS cria matrizes de admitâncias nodais para todos os elementos. O KLUolve constrói e inverte a matriz de admitâncias nodais de toda a rede e calcula as tensões nodais nas barras.

Para essa metodologia, o OpenDSS fornece para o KLUolve as matrizes de admitâncias nodais de cada elemento, as conexões e posições dos elementos, as correntes

injetadas e as correntes de compensação. Após essa etapa, o KLUolve retorna as tensões nodais da próxima iteração para o OpenDSS, as quais são utilizadas para o cálculo das novas correntes injetadas e as correntes de compensação (RADATZ, 2015).

3.3 MATLAB®

No presente trabalho, o software MATLAB® tem como funções:

- Interface gráfica onde o usuário informa as configurações de simulação;
- Inicializar o OpenDSS;
- Comunicar os dados de entrada para o OpenDSS;
- Comunicar os comandos de execução para o OpenDSS;
- Receber os dados do OpenDSS;
- Plotar os gráficos resultantes da simulação; e
- Mover os resultados para uma pasta correspondente ao dia simulado.

3.4 Agregadores

O conceito de agregadores é definido por Li et al. (2014) como um local de gerenciamento de recarga dos VEs, onde a empresa proprietária do agregador tem como objetivos principais:

- Garantir a qualidade de energia para recarga dos VEs;
- Menor custo de recarga para os usuários; e
- Gerenciamento da recarga, de modo a não sobrecarregar a rede de distribuição.

Segundo Wu et al. (2016), um agregador é como um operador intermediário entre a concessionária de distribuição de energia e os proprietários dos VEs. Devido a isso, o agregador atua como gerenciador dos conceitos G2V e V2G.

Para que seja possível controlar os horários que os veículos elétricos serão conectados a rede elétrica, a recarga deverá ser realizada em estacionamentos inteligentes (agregadores). Esses locais tem como principal função realizar a recarga das baterias de modo que não prejudique o sistema elétrico, controlando o horário no qual os VEs são recarregados.

Esses estacionamentos estarão localizados em áreas comerciais, universidades, polos industriais, condomínios residenciais e demais locais com grande concentração de veículos. Portanto, a recarga dos veículos elétricos poderá ocorrer em horário comercial,

(entre 8 até 12 horas e entre 14 até 18 horas) e também durante a madrugada (entre 0 até 7 horas). Assim, tentando acabar com o problema da recarga dos VEs no horário de pico (18 até 22 horas).

As cargas para os agregadores possuem somente potência ativa e foram geradas através do método utilizado por Saldanha (2017) . Para o cálculo das potências dos agregadores são considerados as seguintes variáveis:

- Número de VEs conectados ao agregador (Num_{ve});
- Estado inicial de carga da bateria ($Soc_{inicial}$);
- Estado final de carga da bateria (Soc_{final});
- Tempo de recarga (T_{rec});
- Prioridade na recarga ($Prio_{rec}$);
- Taxa de recarga ideal (Tax_{ideal});
- Taxa de recarga mínima (Tax_{min});
- Taxa de recarga máxima (Tax_{max}); e
- Capacidade da bateria (B_{cap}).

As equações utilizadas para gerar as potências ativas dos VEs e a potência dos agregadores, podem ser vistas Eq.3.2 e Eq.3.3.

$$P_{ve} = \frac{B_{cap}}{T_{rec}} * \frac{Soc_{final} - Soc_{inicial}}{100} \quad (3.2)$$

$$Pot_{agreg} = \sum Pot_{ve} \quad (3.3)$$

Para fins de simulação, foi determinado que cada agregador terá 30 VEs conectados e que o estado inicial de carga das baterias está entre 0% e 90%. Como estado final da bateria, atribuiu-se carga em 90% da capacidade total. Além disso, a taxa de recarga ideal foi fixada em 80%. Por fim, o tempo de recarga, a prioridade na recarga, a capacidade da bateria e as taxas mínimas e máximas são determinadas de modo aleatório dentro de um intervalo de 0 a 100.

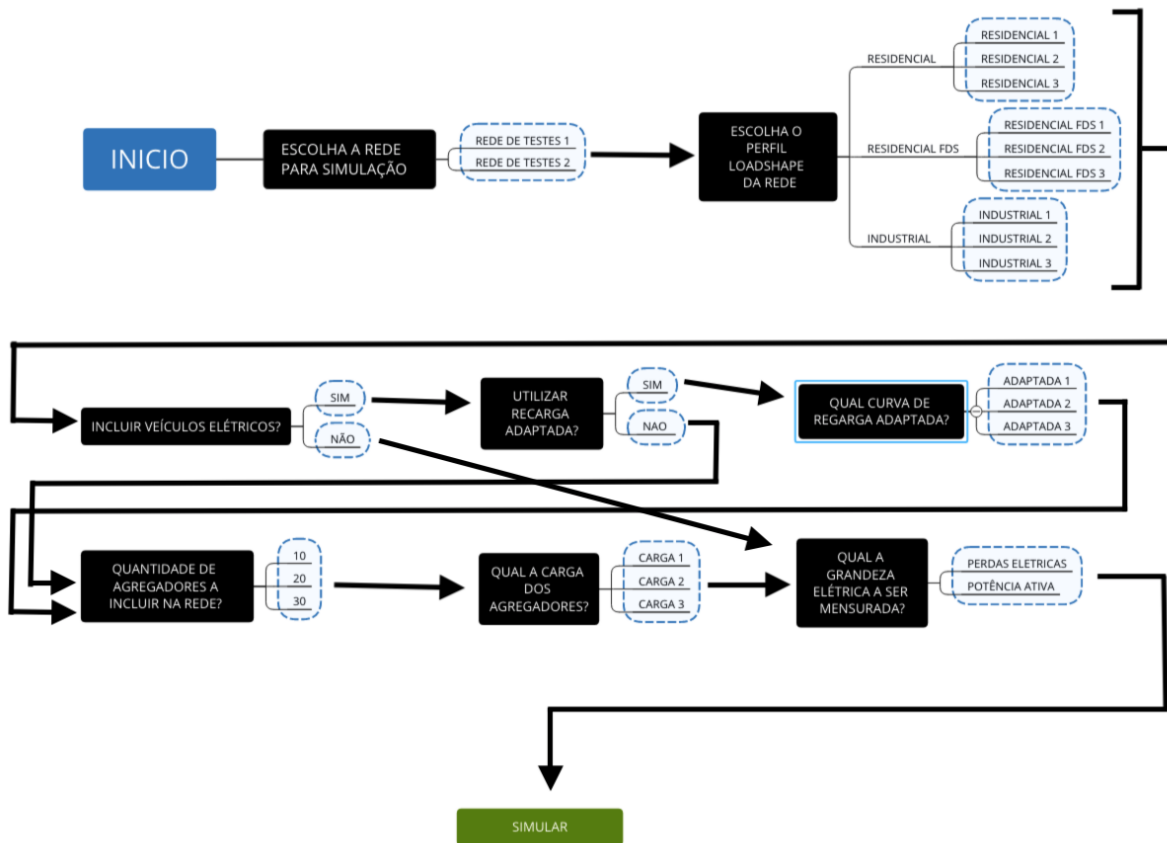
3.5 Interface Gráfica

Esta seção apresenta a interface gráfica e toda a lógica de programação por trás da mesma. Também, é explicado o funcionamento de cada menu pop-up e como e como estes devem ser configurados para realizar as simulações.

3.5.1 Fluxograma

Na Figura 3, é demonstrado como se dá o funcionamento da lógica em cadeia, que faz com que a interface gráfica funcione como o esperado. Nessa Figura, os retângulos pretos são os menus pop-up e as setas mostram qual o próximo menu pop-up que será habilitado conforme a resposta que foi dada.

Figura 3 – Fluxograma da Interface gráfica.



Fonte: Próprio autor (2018)

A seguir é apresentado e detalhado o funcionamento de cada menu pop-up, descrevendo os pré-requisitos para a habilitação de cada um e como são gerados os arquivos para as simulações.

3.5.2 Descrição da Interface gráfica

3.5.2.1 Rede de Teste de Distribuição IEEE

As redes de distribuição disponíveis para serem escolhidas na interface gráfica são IEEE 37 barras e IEEE 123 barras. Os arquivos das redes de distribuição estão disponíveis através do *software* OpenDSS.

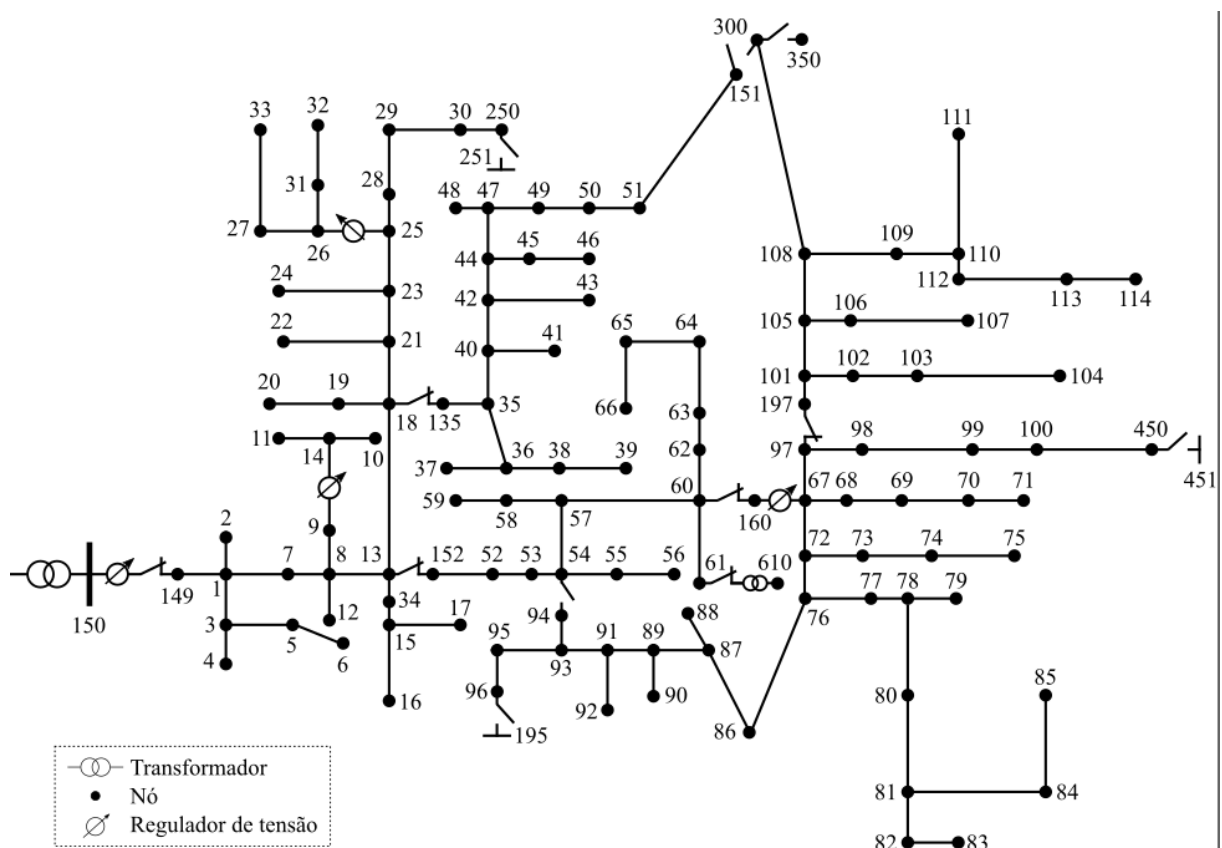
Foi escolhida a rede de testes de distribuição IEEE 123 barras, por ser uma rede elétrica grande e amplamente estudada, podendo assim estabelecer comparações com

outros estudos já realizados. A tensão nominal dessa rede é de 4,16 kV e problemas de queda de tensão são resolvidos com banco de capacitores e reguladores de tensão. Esta é uma ótima rede para se simular em softwares que possuem capacidade de alocação de cargas, possui chaves para reconfiguração, permitindo simular diversos cenários. Nesse contexto, segundo Kersting (2001), as principais características da rede são:

- Linhas aéreas e subterrâneas com vários faseamentos;
- Cargas desbalanceadas com todas as combinações de cargas (PQ, I constante e Z constante);
- Todas as cargas são pontuais, localizadas em um nó;
- Possui quatro reguladores de tensão tipo degrau;
- Apresenta bancos de capacitores em derivação; e
- Possui chaves para alterar os caminhos de fluxo de energia.

Informações complementares sobre essa rede, dados elétricos e físicos, estão presentes no Anexo deste trabalho.

Figura 4 – Rede de teste de distribuição IEEE 123 barras.

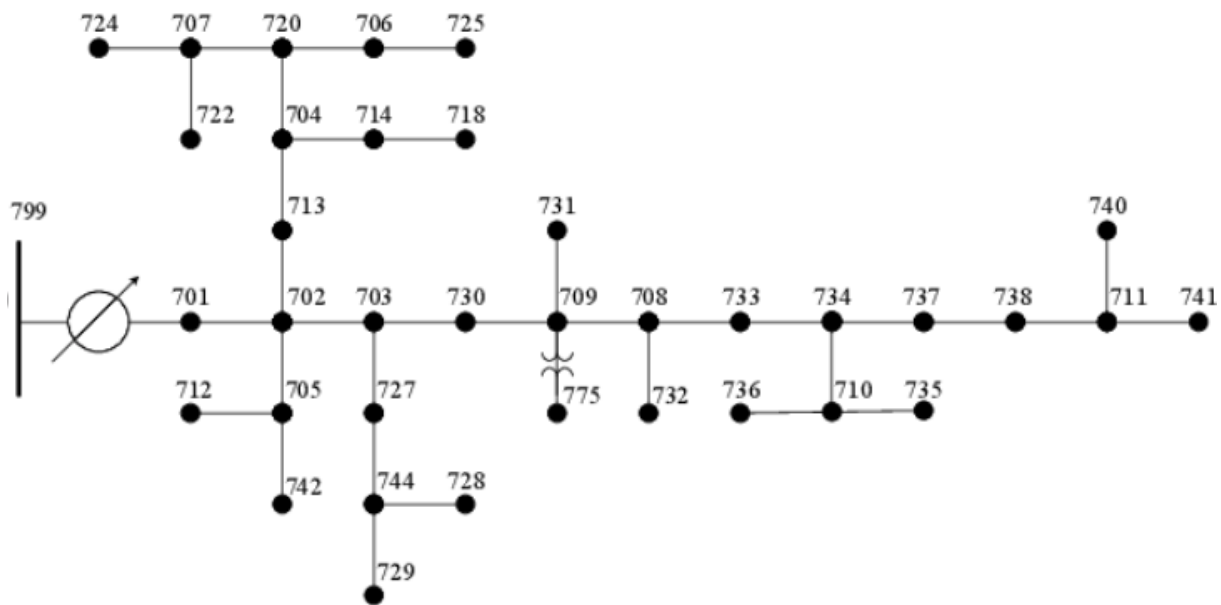


Fonte: Adaptado de SALDANHA(2017).

Já a rede de teste de distribuição IEEE 37 é uma rede real, localizada na Califórnia, com tensão de operação de 4,8 kV, configurada em delta e com cargas bastante desbalanceadas. Todos as linhas são subterrâneas e as cargas são pontuais (IEEE, 2018).

A escolha desta Rede de Testes se deu por se tratar de uma rede menor, quando comparado à IEEE 123 barras, podendo-se, assim, verificar os impactos dos VEs em sistemas de menor potência.

Figura 5 – Rede de teste de distribuição IEEE 37 barras.



Fonte: IEEE 37 bus Radial distribution system

As duas redes foram previamente alteradas do modo *Snapshot* para *Daily Mode*. As alterações consistem em inserir *loadshape* as cargas e modificar o modo como os cálculos são realizados e apresentados, para que seja possível analisar o impacto da recarga dos VEs ao longo do tempo.

Após ser selecionada a rede a ser simulada, os arquivos da mesma são copiados para uma pasta temporária, onde os outros arquivos dos seguintes pop-up também serão copiados. Durante esta etapa, não são copiados os arquivos referentes às Cargas da rede de distribuição e à Curva de carga, pois os mesmos dependem de menus seguintes.

Após selecionar a Rede de distribuição, a opção Perfil Loadshape Rede será habilitada.

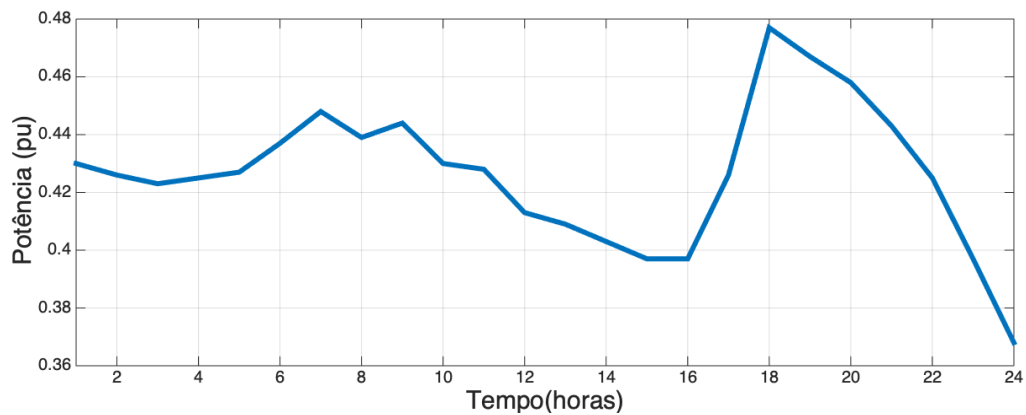
3.5.2.2 Perfil Loadshape da Rede

Neste menu, o usuário deve escolher a característica da curva de carga que será usada na rede. As opções disponíveis e as suas características são listadas abaixo.

- Residencial: Tem por características o baixo consumo durante a madrugada, consumo

médio durante o meio dia e alto consumo entre às 18 e 22 horas. Essa curva de carga pode ser visualizada na Figura 6;

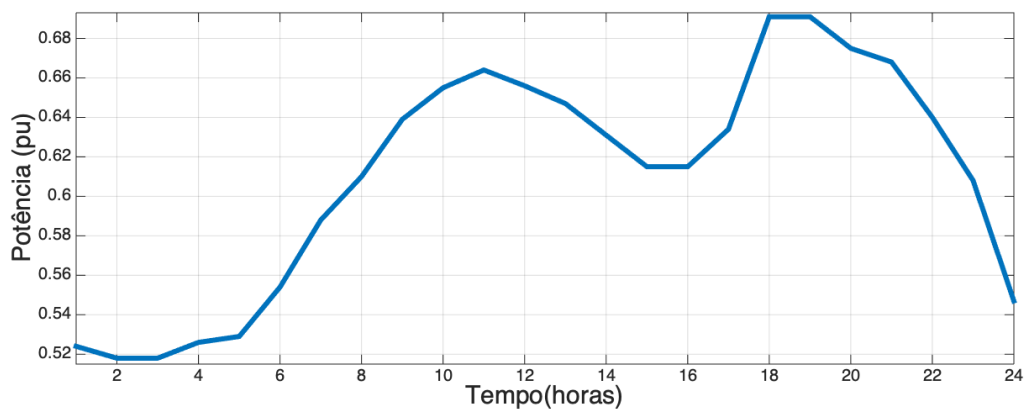
Figura 6 – Curva Residencial.



Fonte: Próprio autor (2018)

- Residencial Final de semana: Como pode ser visto na Figura 7, a forma da curva de carga é bastante semelhante a Curva Residencial, a diferença se dá por um maior consumo durante a tarde;

Figura 7 – Curva Residencial final de semana.



Fonte: Próprio autor (2018)

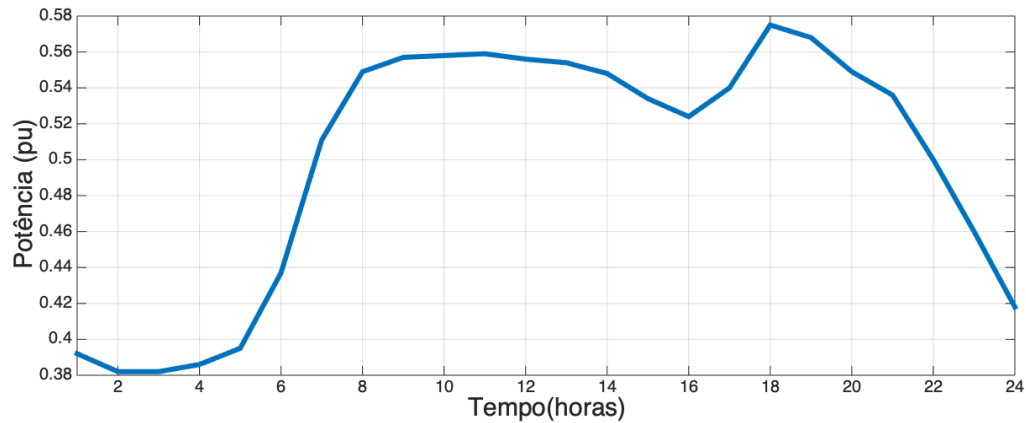
- Industrial: Este perfil é caracterizado por um alto consumo entre às 6 e 22 horas, conforme pode ser visto na Figura 8.

O menu Loadshape da Rede poderá ser selecionado após a escolha do Perfil Loadshape da Rede.

3.5.2.3 Loadshape da Rede

A Loadshape da Rede está diretamente ligada ao menu anterior. A opção selecionada anteriormente irá habilitar somente opções derivadas dela.

Figura 8 – Curva Industrial.

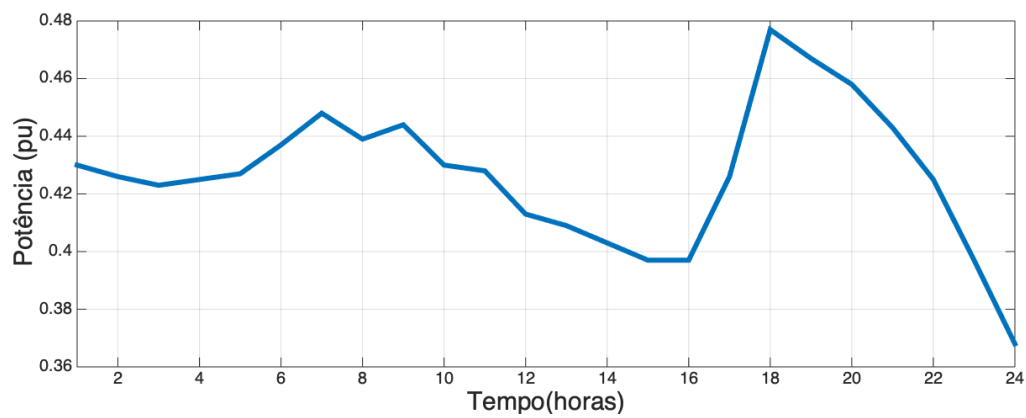


Fonte: Próprio autor (2018)

Por exemplo, caso o usuário escolha, no Perfil Loadshape da Rede, o menu Residencial, no menu Loadshape Rede, haverão as seguintes alternativas:

- Residencial Semanal 1, cuja curva de carga é aquela mostrada na Figura 9.;

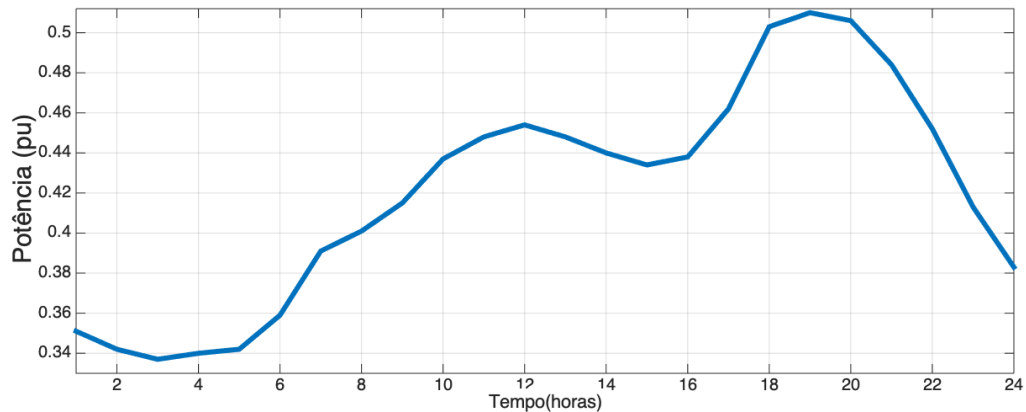
Figura 9 – Curva Residencial Semanal 1.



Fonte: Próprio autor (2018)

- Residencial Semanal 2, cuja curva de carga é aquela apresentada na Figura 10;

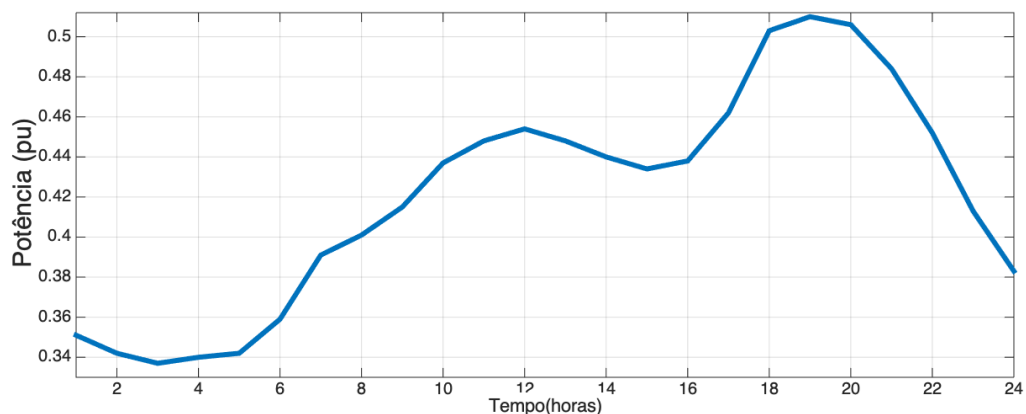
Figura 10 – Curva Residencial Semanal 2.



Fonte: Próprio autor (2018)

- Residencial Semanal 3, para a qual a curva de carga corresponde àquela apresentada na Figura 11.

Figura 11 – Curva Residencial Semanal 3.



Fonte: Próprio autor (2018)

O mesmo irá acontecer caso o usuário selecione os menus: Residencial Final de Semana e Industrial. Para ambos os casos, estarão disponíveis três curvas diferentes entre si, mas todas com o perfil do tipo de carga escolhido.

Após concluir essa etapa, um arquivo correspondente a curva de carga será copiado para a pasta onde está localizada a rede de distribuição e o pop-up Veículos Elétricos estará disponível na interface gráfica.

3.5.2.4 Veículos Elétricos

A inclusão ou não de veículos elétricos na simulação depende deste menu pop-up. Na interface gráfica, as opções são: “Sim” e “Não”.

Como já foi demonstrado na Figura 3, caso seja selecionado a opção “Não”, será copiado o arquivo referente as cargas para a pasta temporária e irá habilitar o pop-up Grandezas elétricas. Caso a opção selecionado seja “Sim”, o menu Recarga Adaptada será disponibilizado para seleção.

3.5.2.5 Recarga Adaptada

Neste menu pop-up, o usuário informará se deseja realizar a simulação com uma curva de carga adaptada para a recarga dos VEs. As opções para seleção são Sim e Não.

Como visto anteriormente na Figura 3, se selecionada a opção “Sim”, é habilitado o menu Curva de Recarga Adaptada. Caso a opção selecionada seja “Não”, a próxima etapa do processo será a Quantidade de Agregadores.

3.5.2.6 Curva de Recarga Adaptada

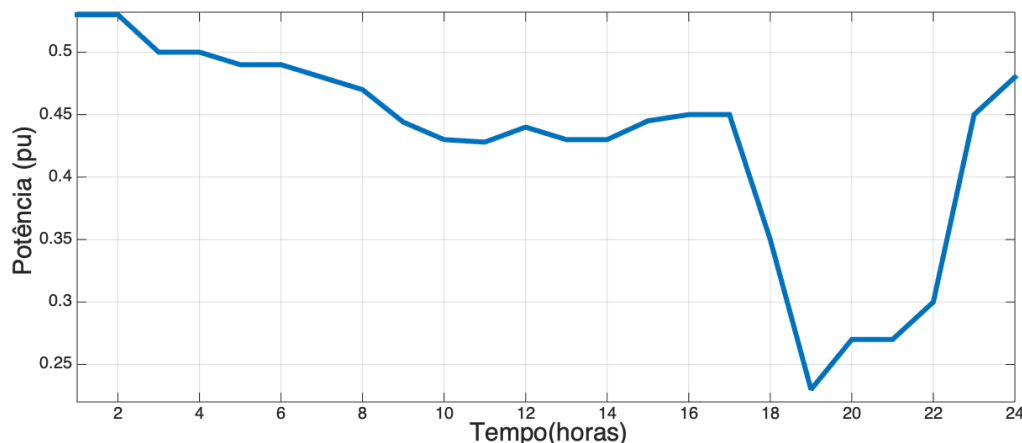
A utilização da Curva de recarga adaptada é utilizada para retirar a recarga dos VEs do horário de pico. Com isso, a demanda diminui no período mais crítico da rede de distribuição.

As alternativas desse menu pop-up estão diretamente ligadas aos menus Recarga Adaptada e Loadshape da Rede.

Por exemplo, Caso a resposta para Recarga adaptada seja “Sim” e no Loadshape da Rede seja escolhida a curva residencial 1, serão possíveis as seguintes alternativas para escolha:

- Adaptada Residencial Semanal 1.1: Curva com a mesma potência que a Residencial semanal 1, porém, com uma grande redução de carga no horário de pico. As cargas retiradas do período crítico foram distribuídas de forma a manter um equilíbrio do sistema. Esta curva pode ser vista na Figura 15.

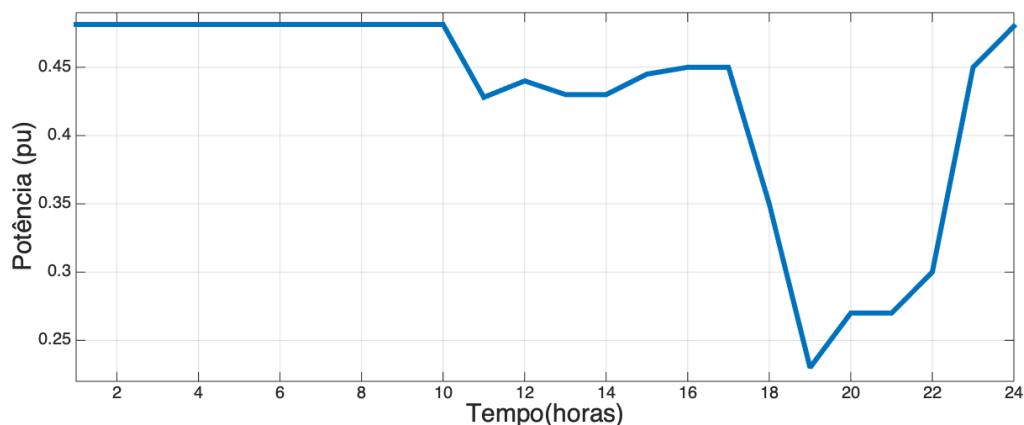
Figura 12 – Curva de Recarga adaptada Residencial Semanal 1.1.



Fonte: Próprio autor (2018)

- Adaptada Residencial Semanal 1.2: Basicamente igual a Adaptada Residencial Semanal 1.1, porém, com um valor de carga constante no período da 0 - 7 horas.

Figura 13 – Curva de Recarga adaptada Residencial Semanal 1.2.



Fonte: Próprio autor (2018)

O mesmo irá acontecer caso o usuário selecione qualquer uma das nove Loadshapes da Rede disponíveis para seleção. Dessa forma, estarão disponíveis duas opções de curva de recarga adaptada criadas para a Loadshape da Rede selecionada anteriormente.

Após ser selecionada, o arquivo com a curva de recarga adaptada é copiado para a pasta de arquivos temporários e em seguida o pop-up Quantidade de Agregadores estará disponível para ser selecionado.

3.5.2.7 Quantidade de Agregadores

Nesse menu, o usuário informará quantos agregadores serão incluídos na rede de distribuição. Para a rede de 37 barras poderão ser escolhidos três opções que são 5, 7 e 9 agregadores. Já para a rede de 123 barras podem ser escolhidas as opções: 10, 20 e 30.

O fato de poder alterar o número de agregadores afeta diretamente na penetração de VEs na rede de distribuição, permitindo, assim, simular diferentes cenários.

A seguir, é apresentada a localização dos agregadores para o sistema de 123 barras. Para melhor compreensão, as Tabelas 1 a 3 apresentam os números dos respectivos barramentos aos quais os agregadores são conectados em cada cenário. Esses números são tomados de acordo com a Figura 4.

- 10 agregadores
- 20 agregadores
- 30 agregadores

Depois de definida a quantidade de agregadores, o menu Carga dos Agregadores estará disponível para seleção.

Tabela 1 – Localização dos 10 Agregadores.

10 Agregadores										
	Barramento									
Carga 1	2	6	11	16	22	29	32	37	43	46
Carga 2	50	56	59	60	64	69	71	74	77	80
Carga 3	85	88	92	99	100	102	106	109	111	114

Fonte: Próprio autor (2018)

Tabela 2 – Localização dos 20 Agregadores.

20 Agregadores										
	Barramento									
Carga 1	2	6	11	16	22	29	32	37	43	46
	50	56	59	60	64	69	71	74	77	80
Carga 2	50	56	59	60	64	69	71	74	77	80
	85	88	92	99	100	102	106	109	111	114
Carga 3	2	6	11	16	22	29	32	37	43	46
	85	88	92	99	100	102	106	109	111	114

Fonte: Próprio autor (2018)

Tabela 3 – Localização dos 30 Agregadores.

30 Agregadores										
	Barramento									
Carga 1	2	6	11	16	22	29	32	37	43	46
	50	56	59	60	64	69	71	74	77	80
	85	88	92	99	100	102	106	109	111	114
Carga 2	2	6	11	16	22	29	32	37	43	46
	51	54	57	62	65	68	70	73	78	79
	85	88	92	99	100	102	106	109	111	114
Carga 3	2	6	11	16	22	29	32	37	43	46
	51	54	57	62	65	68	70	73	78	79
	84	87	91	98	101	104	105	110	111	112

Fonte: Próprio autor (2018)

3.5.2.8 Carga dos Agregadores

Como foi demonstrado na Figura 3, a Carga dos Agregadores está ligada a Quantidade de agregadores, que por sua vez está diretamente ligada a Rede de Distribuição.

Por exemplo, caso a simulação seja da Rede de 123 barras com 30 agregadores, poderão ser escolhidas três diferentes cargas para os 30 agregadores selecionados anteriormente. O mesmo vale para 10 e 20 agregadores, bem como para os 5, 7 e 9 agregadores da

Rede de 37 barras.

Poder alterar a carga dos agregadores aumenta ainda mais as possibilidades de simulações, permitindo analisar diversos cenários distintos, como, por exemplo, quando há poucos agregadores com altas cargas ou muitos agregadores com poucas cargas.

Na Tabela 4 observam-se as potências totais dos agregadores em suas diferentes configurações. Para maiores informações sobre as cargas dos VEs como barramento de conexão, fase, tipo de conexão, tensão de operação e potência ativa, consultar o Apêndice A.

Tabela 4 – Potência dos Agregadores.

Potência Agregadores			
	Carga 1 (kW)	Carga 2 (kW)	Carga 3 (kW)
10 agregadores	185,18	243,79	215,63
20 agregadores	428,97	400,81	459,42
30 agregadores	644,6	602,03	632,05

Fonte: Próprio autor (2018)

Depois de selecionada a carga dos agregadores, o arquivo correspondente à carga será copiado para a pasta de arquivos temporários e o menu Grandezas Elétricas estará habilitado para seleção.

3.5.2.9 Grandezas Elétricas

Nesse menu, o usuário informa se deseja ter como resposta as perdas elétricas ou a potência ativa no transformador da subestação.

3.5.2.10 Simular

É um *push button* com a função de iniciar a simulação com a configuração selecionada na interface gráfica. Com o auxílio do MATLAB® os arquivos da pasta temporária são renomeados de forma a serem reconhecidos pelo openDSS, o qual é iniciado através do MATLAB®.

Após a simulação ser concluída, o MATLAB® gera os gráficos, conforme os dados de entrada na interface gráfica, e move os arquivos temporários e resultados para uma pasta, cujo nome inclui a rede de distribuição selecionada, a grandeza elétrica, data e hora da simulação.

3.6 Considerações Finais do Capítulo

Neste capítulo foi demonstrada toda a metodologia do trabalho. Primeiramente um fluxograma que descreve o fluxo de informações durante todo o processo de simulação.

Os softwares utilizados e as configurações necessárias para realização dos cálculos também foram detalhadas neste capítulo.

A seção Interface Gráfica são demonstradas e explicadas todas as funcionalidades dos menus pop-up, bem como toda a lógica realizada para um menu pop-up estar disponível para ser selecionado.

Também são apresentadas as curvas de cargas disponíveis, a localização dos agregadores e suas respectivas cargas.

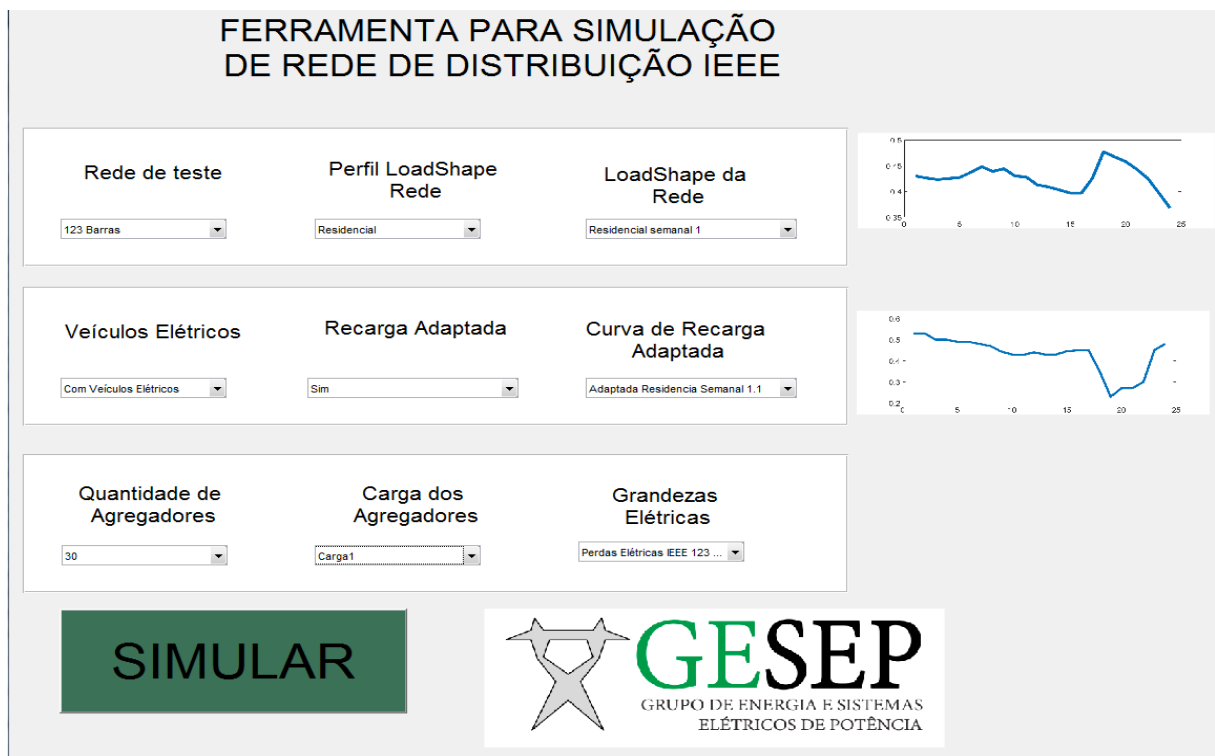
4 RESULTADOS

Neste Capítulo são apresentados a interface gráfica e os resultados de simulações realizadas utilizando a mesma. Também, é feita a análise e comparação dos resultados para diferentes cenários de penetração dos VEs nas redes de testes de distribuição.

4.1 Interface Gráfica

Após demonstrar a lógica de funcionamento através do fluxograma da Figura 3 e descrever o funcionamento de todos os menus na Seção 3.5.2, a interface gráfica da Ferramenta para Simulação de Rede de Distribuição IEEE pode ser vista na Figura 14.

Figura 14 – Interface gráfica



Fonte: Próprio autor (2018)

Ao lado dos menus Loadshape da Rede e Curva de Recarga Adaptada, é possível observar uma pré-visualização dos arquivos selecionados nos respectivos menus.

4.2 Simulações

Para realizar as simulações, foram utilizados dois softwares: OpenDSS e MATLAB®. O OpenDSS é responsável pelos cálculos das perdas elétricas e potência ativa. Já o MATLAB® é responsável pela interface gráfica, onde o usuário determine a configuração a ser simulada, permitindo e gerar os gráficos com os resultados finais.

As simulações foram realizadas no modo diário, onde os resultados são obtidos a cada hora do dia. Para isso, são necessárias curvas de carga com 24 pontos. Acompanhado da rede de distribuição IEEE 123 barras, uma curva de carga anual do sistema é fornecida. Esta foi dividida em 365 curvas de cargas com 24 pontos cada.

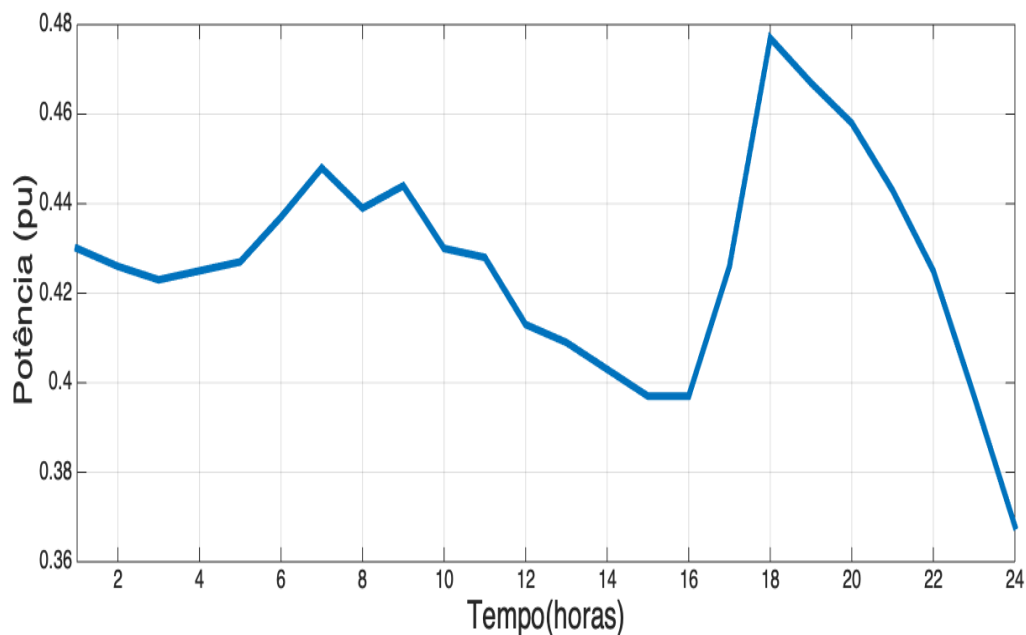
4.2.1 Rede de testes IEEE 123 barras

Foram realizados três simulações, sendo os dados abaixo comuns para os três casos:

- Rede: IEEE 123 barras
- Perfil Loadshape Rede: Residencial
- Loadshape da Rede: Residencial semanal 1
- Grandezas Elétricas: Perdas Elétricas IEEE 123 barras

Para as três simulações, foi escolhida a mesma curva de carga com perfil residencial, para observar como serão as perdas elétricas na rede de distribuição sem VEs, com VEs e com VEs com curva de recarga adaptada. Na Figura 15, observa-se a curva de carga adotada, que tem como característica principal o seu consumo máximo entre as 18 e 22 horas.

Figura 15 – Residencial Semanal 1



Fonte: Próprio autor (2018)

Para reduzir o impacto causado pela recarga dos VEs e comparar com as outras simulações, a terceira simulação foi realizada com a curva de recarga adaptada residencial

1.1, onde as frotas dos VEs terão uma curva de carga diferente da curva adotada para todo o sistema.

Neste caso, os veículos elétricos serão conectados a rede somente em momentos onde há baixo consumo, reduzindo principalmente a recarga no horário de pico. A curva de carga, específica para a recarga dos VEs utilizada na simulação, pode ser vista na Figura 17.

4.2.1.1 Primeira simulação

Além das configurações pré-definidas para as três simulações, nesse primeiro caso, não foram incluídos os VEs. Nas Tabelas 5 e 6, são apresentados os valores de corrente e potências no barramento do transformador para a última hora de simulação. Para entender como visualizar os resultados referentes a cada hora, deve-se consultar o Apêndice B.

Tabela 5 – Corrente na Subestação sem VEs

Corrente no barramento			
Barramento	Fase	Magnitude (A)	Angulo
150	1	313,01	136,7
150	2	189,56	19,4
150	3	238,81	-99

Fonte: Próprio autor (2018)

Tabela 6 – Potências na Subestação sem VEs

Potência no barramento					
Barramento	Fase	kW	kVAr	kVA	FP
150	1	-546,9	-515,8	751,8	0,7275
150	2	-345,7	-296,3	455,3	0,7592
150	3	-445,6	-1173,2	1779,7	0,7519

Fonte: Próprio autor (2018)

4.2.1.2 Segunda simulação

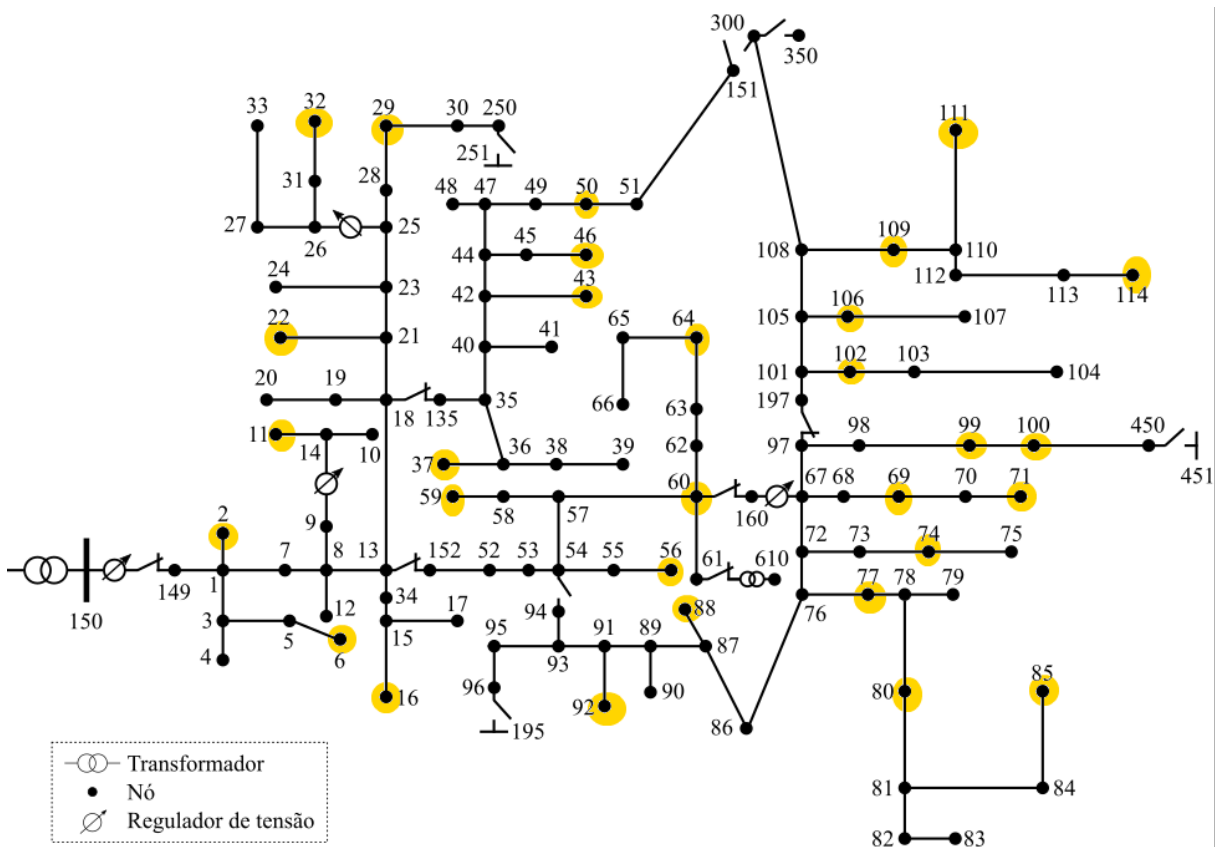
Na segunda simulação, foram incluídos os VEs, porém, não foi utilizada a recarga adaptada. A quantidade de agregadores foram 30 e a carga dos agregadores foi definida como a Carga1.

Para realizar a simulação com a inclusão de veículos elétricos, foram delimitados valores de potências máximas e mínimas requeridos pelos agregadores, para que ocorra a recarga dos VEs. Para a simulação, foram escolhidos valores de potência dentro do

intervalo calculado. A potência total do agregador pode ser vista Tabela 4 e a localização destes, na Figura 16.

Nas Tabelas 7 e 8, são apresentados os valores de corrente e potências no barramento do transformador para a última hora de simulação. Para visualizar os resultados referentes a cada hora, consultar Apêndice B.

Figura 16 – Localização dos Estacionamentos inteligentes na rede de distribuição.



Fonte: Adaptado de SALDANHA(2017)

Tabela 7 – Corrente na Subestação com VEs

Corrente no barramento			
Barramento	Fase	Magnitude (A)	Angulo
150	1	323,52	138,4
150	2	231,91	27,1
150	3	267,73	-94,5

Fonte: Próprio autor (2018)

4.2.1.3 Terceira simulação

A recarga adaptada Residencial 1.1 foi adicionada na terceira simulação, enquanto que as outras configurações permaneceram as mesmas.

Tabela 8 – Potências na Subestação com VEs

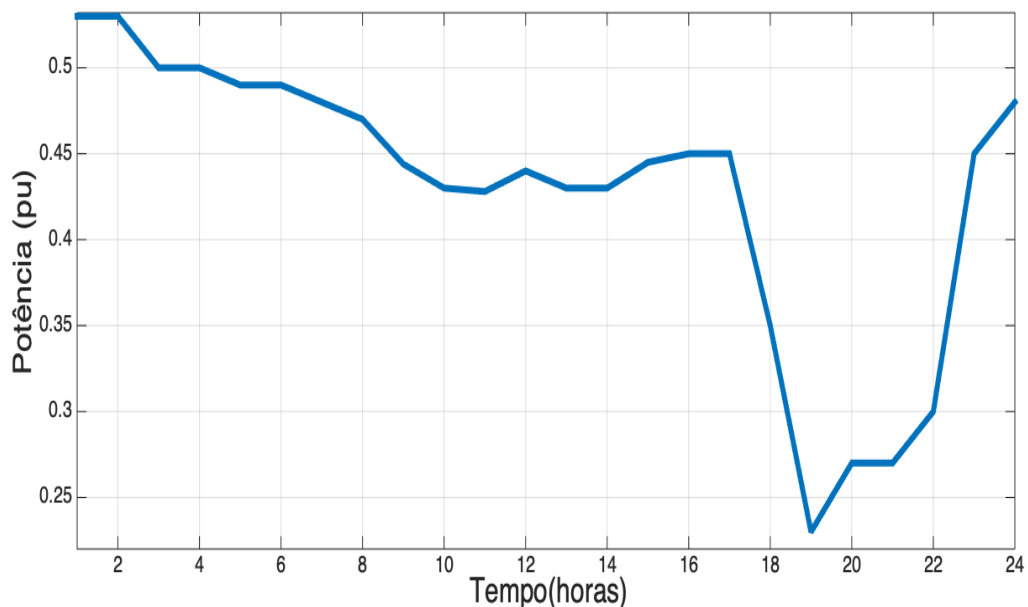
Potência no barramento					
Barramento	Fase	kW	kVAr	kVA	FP
150	1	-580,9	-516	777	0,7477
150	2	-467,6	-302,7	557	0,8394
150	3	-530,2	363,8	643	0,8246

Fonte: Próprio autor (2018)

Diferentemente das outras curvas de carga, esta curva não foi adquirida com o sistema teste IEEE. Ela foi realizada analisando um perfil de consumo residencial, a fim de preencher os vales e reduzir a recarga no horário de pico.

Nas Tabelas 9 e 10, são apresentados os valores de corrente e potências no barramento do transformador para a última hora de simulação. Para visualizar os resultados referentes a cada hora, vide Apêndice B.

Figura 17 – Recarga adaptada residencial semanal 1.1



Fonte: Próprio autor (2018)

4.3 Perdas elétricas sem VEs

Na Figura 18, observam-se as perdas elétricas para a rede de distribuição sem a inclusão de veículos elétricos. Como já era esperado, as perdas elétricas totais da rede de distribuição se mantêm com o perfil da curva de carga residencial utilizada para realizar a simulação.

Tabela 9 – Corrente na Subestação com VEs e recarga adaptada

Corrente no barramento			
Barramento	Fase	Magnitude (A)	Angulo
150	1	326,77	138,9
150	2	245,55	28,9
150	3	276,86	-93,3

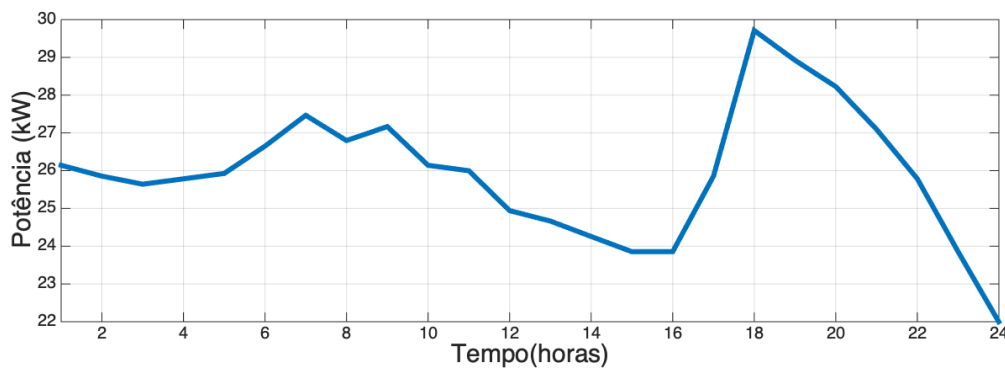
Fonte: Próprio autor (2018)

Tabela 10 – Potências na Subestação com VEs e recarga adaptada

Potência no barramento					
Barramento	Fase	kW	kVAr	kVA	FP
150	1	-591,3	-516,1	784,8	0,7534
150	2	-504,8	-304,9	589,7	0,856
150	3	-556	-1185,8	2033,6	0,8124

Fonte: Próprio autor (2018)

Figura 18 – Perdas Totais sem VEs (kWh).



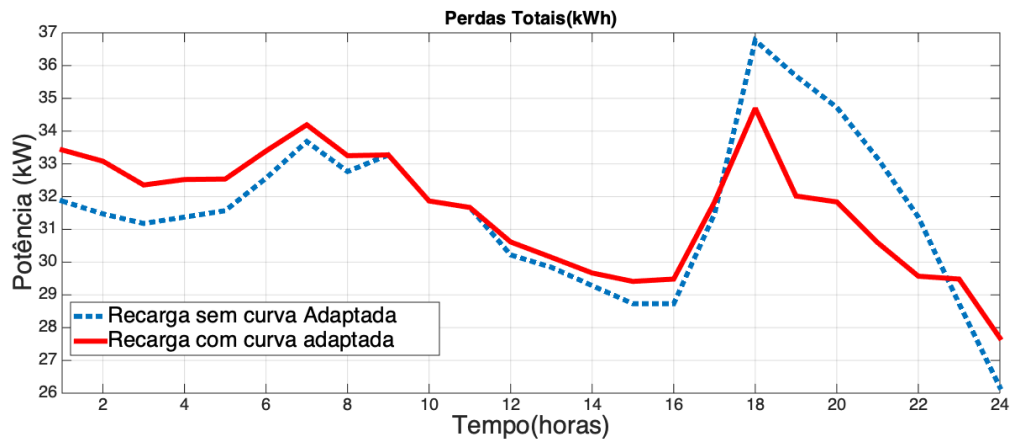
Fonte: Próprio autor (2018)

4.4 Perdas elétricas com inclusão de VEs

Na Figura 19, observam-se as perdas elétricas com a inserção de veículos elétricos na rede de teste de distribuição IEEE 123 barras. Em azul pontilhado, estão as perdas elétricas referentes à curva de carga com perfil residencial. Em laranja, estão representadas as perdas elétricas utilizando a curva de carga com perfil exclusivo para recarga de VEs, com preenchimento dos vales, a fim de reduzir as perdas no horário de pico.

Pelos gráficos, observa-se que, com a inserção dos veículos elétricos na rede de distribuição, ocorre uma variação nos resultados das simulações. Isso ocorre pois as trinta frotas inseridas representam cargas para todo o sistema elétrico. Conseqüentemente, as perdas de energia em todo o sistema de distribuição variam conforme o aumento das cargas.

Figura 19 – Perdas Totais com recarga dos VEs(kWh).



Fonte: Próprio autor (2018)

Como pode ser visto na Tabela 11, houve um aumento nas perdas totais com a inclusão dos veículos elétricos. Porém, quando se utilizou uma curva de carga diferente para os VEs, cujo objetivo era evitar a recarga dos mesmos durante o horário de pico, ocorreu uma redução das perdas quando comparado com o resultado da curva de carga residencial.

Tabela 11 – Perdas totais diárias

Perdas Totais curva residencial (kW)	Perdas Totais curva residencial com VEs (kW)	Perdas Totais curva adaptada para VEs (kW)
622,57	758,19	758,61

Fonte: Próprio autor (2018)

A redução nas perdas ficam mais evidentes quando se analisa somente o horário de pico entre as 18 e 22 horas. Nesse período ocorreu um decréscimo de cerca de 7,5%, conforme a Tabela 12. É importante ressaltar que essa redução pode ser maior, caso não ocorra a recarga dos VEs no horário de pico.

Tabela 12 – Perdas no horário de pico com recarga dos VEs

Tempo (horas)	18	19	20	21	22
Perdas totais curva residencial com VEs (kW)	36,76	35,68	34,72	33,17	31,37
Perdas totais curva adaptada com VEs (kW)	34,69	32,01	31,83	30,59	29,48

Fonte: Próprio autor (2018)

A comparação dos resultados são válidas, pois apesar de serem utilizadas curvas de carga diferentes, o consumo total diário de ambas é o mesmo. Os resultados podem ser ainda melhores, caso não ocorra a recarga de veículos elétricos durante o horário crítico da rede.

4.5 Considerações Finais do Capítulo

No presente capítulo, apresentou-se a Interface Gráfica e para comprovar sua funcionalidade, foi realizada três simulações com diferentes cenários. Os resultados obtidos demonstram que o objetivo principal do trabalho foi alcançado, criar uma interface gráfica para simulação de veículos elétricos em redes de testes de distribuição.

Com a redução das perdas elétricas no horário de pico, comparação das perdas em diversos cenários e a verificação dos impactos causados pela recarga descoordenada, os objetivos específicos também foram realizados.

5 CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

5.1 Conclusões

Após utilizar a Ferramenta para simulação de rede de distribuição para simular a rede de testes de 123 barras da IEEE, no modo diário e comparar as perdas totais na rede de um dia sem veículos elétricos, com veículos elétricos com curva de carga residencial e com veículos elétricos com curva de carga adaptada, é possível observar a importância das simulações para a operação do sistema elétrico de potência. Isso se dá pelo fato de que essa ferramenta torna possível estimar como a rede irá se comportar com a inclusão de grandes cargas, permitindo assim manter a qualidade e a confiabilidade da energia entregue ao consumidor final.

A ferramenta tem um papel fundamental, pois com ela é possível realizar inúmeras simulações com diferentes cenários de penetração de VEs, sendo todo o processo bem simplificado através da interface gráfica, a qual é de fácil compreensão.

Observou-se um grande impacto na rede dado pelo aumento das perdas elétricas, causado pela recarga dos veículos elétricos. Porém, provou-se que com uma curva de carga adaptada, as perdas elétricas foram reduzidas no horário de pico, demonstrando, assim, a importância do controle da recarga dos VEs.

5.2 Sugestões para Trabalhos Futuros

Para a continuidade deste trabalho é previsto o controle inteligente da recarga de veículos elétricos nos sistemas teste da IEEE, com o objetivo de tornar mais eficiente a redução de perdas no sistema de distribuição, reduzir ainda mais os impactos causados pela inserção dos veículos elétricos na rede.

REFERÊNCIAS

ABVE. *Associação Brasileira de Veículos Elétricos*. 2017. Url: <http://www.abve.org.br/>. Citado na página 23.

ANEEL. *Resolução Normativa, Modulo 7 Cálculo de Perdas na Distribuição*. 2014. Url: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/MC3>. Citado na página 21.

ANEEL-PRODIST. *Módulo Qualidade da Energia Elétrica. ANEEL Resolução Normativa*. 2014. Url: http://www2.aneel.gov.br//2014/026/documento/nota_tecnica_057_rd.pdf. Citado na página 21.

BASSO, C. *O Impacto Veículos Elétricos Plug-in no Sistema Elétrico de Potência*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Pampa, 2011. Citado na página 25.

CHAN, C. C.; BOUSCAYROL, A.; CHEN, K. Electric, hybrid, and fuel-cell vehicles: Architectures and modeling. *IEEE transactions on vehicular technology*, IEEE, v. 59, n. 2, p. 589–598, 2010. Citado na página 23.

CHEN, Y. et al. In-use energy and co₂ emissions impact of a plug-in hybrid and battery electric vehicle based on real-world driving. *International Journal of Environmental Science and Technology*, Springer, v. 15, n. 5, p. 1001–1008, 2018. Citado na página 25.

CLEMENT-NYNS, K.; HAESSEN, E.; DRIESEN, J. The impact of charging plug-in hybrid electric vehicles on a residential distribution grid. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 25, n. 1, p. 371–380, 2010. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 26.

DELGADO, J. et al. Impacts of plug-in electric vehicles in the portuguese electrical grid. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, Elsevier, v. 62, p. 372–385, 2018. Nenhuma citação no texto.

DUGAN, R. C. Reference guide: The open distribution system simulator (openss). *Electric Power Research Institute, Inc*, v. 7, 2012. Citado na página 29.

GUILLE, C.; GROSS, G. A conceptual framework for the vehicle-to-grid (v2g) implementation. *Energy policy*, Elsevier, v. 37, n. 11, p. 4379–4390, 2009. Citado na página 25.

HALBLEIB, A.; TURNER, M.; NABER, J. Control of battery electric vehicle charging for commercial time of day demand rate payers. In: IEEE. *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2012 IEEE PES*. [S.l.], 2012. p. 1–5. Citado na página 25.

HOOG, J. de et al. A market mechanism for electric vehicle charging under network constraints. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 7, n. 2, p. 827–836, 2016. Citado na página 25.

IEEE. *Distribution Test Feeders IEEE 37 bus*. 2018. Citado na página 34.

KERSTING, W. H. Radial distribution test feeders. In: IEEE. *Power Engineering Society Winter Meeting, 2001. IEEE*. [S.l.], 2001. v. 2, p. 908–912. Nenhuma citação no texto.

LI, R.; WU, Q.; OREN, S. S. Distribution locational marginal pricing for optimal electric vehicle charging management. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 29, n. 1, p. 203–211, 2014. Nenhuma citação no texto.

MURATORI, M. Impact of uncoordinated plug-in electric vehicle charging on residential power demand. *Nature Energy*, Nature Publishing Group, v. 3, n. 3, p. 193, 2018. Citado na página 25.

RADATZ, P. Modelos Avançados de Análise de Redes Elétricas Inteligentes Utilizando o software OpenDSS. 2015. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 30.

SALDANHA, J. J. A. *Sistema Inteligente para o Controle da Recarga de Veículos Elétricos Híbridos Plug-in Visando o Benefício do Sistema Elétrico de Potência*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Pampa, 2015. Citado na página 25.

SALDANHA, J. J. A. Gerenciamento inteligente da recarga de veículos elétricos otimizando a operação do sistema elétrico de potência. Universidade Federal do Pampa, 2017. Nenhuma citação no texto.

VELDMAN, E.; VERZIJLBERGH, R. A. Distribution grid impacts of smart electric vehicle charging from different perspectives. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 6, n. 1, p. 333–342, 2015. Nenhuma citação no texto.

WU, H. et al. A game theoretic approach to risk-based optimal bidding strategies for electric vehicle aggregators in electricity markets with variable wind energy resources. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, IEEE, v. 7, n. 1, p. 374–385, 2016. Nenhuma citação no texto.

Apêndices

APÊNDICE A – POTÊNCIA DOS VES

10 AGREGADORES CARGA1

Carga	Barramento	Fase	Conexão	Tensão (KV)	Potência ativa (kW)	Potência Reativa (kVAR)
VEPS2B	2.2	1	Estrela	2,4	22,0199	0
VEPS6C	6.3	1	Estrela	2,4	33,9996	0
VEPS11A	11.1	1	Estrela	2,4	1,0757	0
VEPS16C	16.3	1	Estrela	2,4	33,5247	0
VEPS22B	22.2	1	Estrela	2,4	18,4812	0
VEPS29A	29.1	1	Estrela	2,4	0,724	0
VEPSS32C	32.3	1	Estrela	2,4	4,5388	0
VEPS37A	37.1	1	Estrela	2,4	13,8851	0
VEPS43B	43.2	1	Estrela	2,4	29,125	0
VEPS46A	46.1	1	Estrela	2,4	27,8079	0
TOTAL					185,1819	

10 AGREGADORES CARGA2

Carga	Barramento	Fase	Conexão	Tensão (kV)	Potência ativa (kW)	Potência Reativa (kVAR)
VEPS50C	50.3	1	Estrela	2,4	0,7464	0
VEPS56B	56.2	1	Estrela	2,4	48,4317	0
VEPS59B	59.2	1	Estrela	2,4	62,0184	0
VEPS60A	60.1	1	Estrela	2,4	9,2818	0
VEPS64B	64.2	1	Estrela	2,4	39,8334	0
VEPS69A	69.1	1	Estrela	2,4	0,9239	0
VEPS71A	71.1	1	Estrela	2,4	10,2207	0
VEPS74C	74.3	1	Estrela	2,4	33,6924	0
VEPS77B	77.2	1	Estrela	2,4	17,5868	0
VEPS80B	80.2	1	Estrela	2,4	21,0548	0
TOTAL					243,7903	

10 AGREGADORES CARGA3

Carga	Barramento	Fase	Conexão	Tensão (kV)	Potência ativa (kW)	Potência Reativa (kVAR)
VEPS85C	85.3	1	Estrela	2,4	31,7139	0
VEPS88A	88.1	1	Estrela	2,4	1,9337	0
VEPS92C	92.3	1	Estrela	2,4	14,9257	0
VEPS99B	99.2	1	Estrela	2,4	30,1766	0
VEPS100C	100.3	1	Estrela	2,4	30,0258	0
VEPS102C	102.3	1	Estrela	2,4	43,2834	0
VEPS106B	106.2	1	Estrela	2,4	39,2495	0
VEPS109A	109.1	1	Estrela	2,4	5,6527	0
VEPS111A	111.1	1	Estrela	2,4	16,5953	0
VEPS114A	114.1	1	Estrela	2,4	2,0803	0
TOTAL					215,6369	

20 AGREGADORES CARGA 1

Carga	Barramento	Fase	Conexão	Tensão (KV)	Potência ativa (kW)	Potência Reativa (kVAR)
VEPS2B	2.2	1	Estrela	2,4	22,0199	0
VEPS6C	6.3	1	Estrela	2,4	33,9996	0
VEPS11A	11.1	1	Estrela	2,4	1,0757	0
VEPS16C	16.3	1	Estrela	2,4	33,5247	0
VEPS22B	22.2	1	Estrela	2,4	18,4812	0
VEPS29A	29.1	1	Estrela	2,4	0,724	0
VEPSS32C	32.3	1	Estrela	2,4	4,5388	0
VEPS37A	37.1	1	Estrela	2,4	13,8851	0
VEPS43B	43.2	1	Estrela	2,4	29,125	0
VEPS46A	46.1	1	Estrela	2,4	27,8079	0
VEPS50C	50.3	1	Estrela	2,4	0,7464	0
VEPS56B	56.2	1	Estrela	2,4	48,4317	0
VEPS59B	59.2	1	Estrela	2,4	62,0184	0
VEPS60A	60.1	1	Estrela	2,4	9,2818	0
VEPS64B	64.2	1	Estrela	2,4	39,8334	0
VEPS69A	69.1	1	Estrela	2,4	0,9239	0
VEPS71A	71.1	1	Estrela	2,4	10,2207	0
VEPS74C	74.3	1	Estrela	2,4	33,6924	0
VEPS77B	77.2	1	Estrela	2,4	17,5868	0
VEPS80B	80.2	1	Estrela	2,4	21,0548	0
TOTAL					428,9722	

20 AGREGADORES CARGA 2

Carga	Barramento	Fase	Conexão	Tensão (KV)	Potência ativa (kW)	Potência Reativa (kVAR)
VEPS2B	2.2	1	Estrela	2,4	22,0199	0
VEPS6C	6.3	1	Estrela	2,4	33,9996	0
VEPS11A	11.1	1	Estrela	2,4	1,0757	0
VEPS16C	16.3	1	Estrela	2,4	33,5247	0
VEPS22B	22.2	1	Estrela	2,4	18,4812	0
VEPS29A	29.1	1	Estrela	2,4	0,724	0
VEPSS32C	32.3	1	Estrela	2,4	4,5388	0
VEPS37A	37.1	1	Estrela	2,4	13,8851	0
VEPS43B	43.2	1	Estrela	2,4	29,125	0
VEPS46A	46.1	1	Estrela	2,4	27,8079	0
VEPS85C	85.3	1	Estrela	2,4	31,7139	0
VEPS88A	88.1	1	Estrela	2,4	1,9337	0
VEPS92C	92.3	1	Estrela	2,4	14,9257	0
VEPS99B	99.2	1	Estrela	2,4	30,1766	0
VEPS100C	100.3	1	Estrela	2,4	30,0258	0
VEPS102C	102.3	1	Estrela	2,4	43,2834	0
VEPS106B	106.2	1	Estrela	2,4	39,2495	0
VEPS109A	109.1	1	Estrela	2,4	5,6527	0
VEPS111A	111.1	1	Estrela	2,4	16,5953	0
VEPS114A	114.1	1	Estrela	2,4	2,0803	0
TOTAL					400,8188	

20 AGREGADORES CARGA 3

Carga	Barramento	Fase	Conexão	Tensão (kV)	Potência ativa (kW)	Potência Reativa (kVAR)
VEPS50C	50.3	1	Estrela	2,4	0,7464	0
VEPS56B	56.2	1	Estrela	2,4	48,4317	0
VEPS59B	59.2	1	Estrela	2,4	62,0184	0
VEPS60A	60.1	1	Estrela	2,4	9,2818	0
VEPS64B	64.2	1	Estrela	2,4	39,8334	0
VEPS69A	69.1	1	Estrela	2,4	0,9239	0
VEPS71A	71.1	1	Estrela	2,4	10,2207	0
VEPS74C	74.3	1	Estrela	2,4	33,6924	0
VEPS77B	77.2	1	Estrela	2,4	17,5868	0
VEPS80B	80.2	1	Estrela	2,4	21,0548	0
VEPS85C	85.3	1	Estrela	2,4	31,7139	0
VEPS88A	88.1	1	Estrela	2,4	1,9337	0
VEPS92C	92.3	1	Estrela	2,4	14,9257	0
VEPS99B	99.2	1	Estrela	2,4	30,1766	0
VEPS100C	100.3	1	Estrela	2,4	30,0258	0
VEPS102C	102.3	1	Estrela	2,4	43,2834	0
VEPS106B	106.2	1	Estrela	2,4	39,2495	0
VEPS109A	109.1	1	Estrela	2,4	5,6527	0
VEPS111A	111.1	1	Estrela	2,4	16,5953	0
VEPS114A	114.1	1	Estrela	2,4	2,0803	0
TOTAL					459,4272	

30 AGREGADORES CARGA 1

Carga	Barramento	Fase	Conexão	Tensão (KV)	Potência ativa (kW)	Potência Reativa (kVAR)
VEPS2B	2.2	1	Estrela	2,4	22,0199	0
VEPS6C	6.3	1	Estrela	2,4	33,9996	0
VEPS11A	11.1	1	Estrela	2,4	1,0757	0
VEPS16C	16.3	1	Estrela	2,4	33,5247	0
VEPS22B	22.2	1	Estrela	2,4	18,4812	0
VEPS29A	29.1	1	Estrela	2,4	0,724	0
VEPSS32C	32.3	1	Estrela	2,4	4,5388	0
VEPS37A	37.1	1	Estrela	2,4	13,8851	0
VEPS43B	43.2	1	Estrela	2,4	29,125	0
VEPS46A	46.1	1	Estrela	2,4	27,8079	0
VEPS50C	50.3	1	Estrela	2,4	0,7464	0
VEPS56B	56.2	1	Estrela	2,4	48,4317	0
VEPS59B	59.2	1	Estrela	2,4	62,0184	0
VEPS60A	60.1	1	Estrela	2,4	9,2818	0
VEPS64B	64.2	1	Estrela	2,4	39,8334	0
VEPS69A	69.1	1	Estrela	2,4	0,9239	0
VEPS71A	71.1	1	Estrela	2,4	10,2207	0
VEPS74C	74.3	1	Estrela	2,4	33,6924	0
VEPS77B	77.2	1	Estrela	2,4	17,5868	0
VEPS80B	80.2	1	Estrela	2,4	21,0548	0
VEPS85C	85.3	1	Estrela	2,4	31,7139	0
VEPS88A	88.1	1	Estrela	2,4	1,9337	0
VEPS92C	92.3	1	Estrela	2,4	14,9257	0
VEPS99B	99.2	1	Estrela	2,4	30,1766	0
VEPS100C	100.3	1	Estrela	2,4	30,0258	0
VEPS102C	102.3	1	Estrela	2,4	43,2834	0
VEPS106B	106.2	1	Estrela	2,4	39,2495	0
VEPS109A	109.1	1	Estrela	2,4	5,6527	0
VEPS111A	111.1	1	Estrela	2,4	16,5953	0
VEPS114A	114.1	1	Estrela	2,4	2,0803	0
				TOTAL	644,6091	

APÊNDICE B – RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES

Hour	kWh	kvarh	"Peak kW"	"peak kVA"	"Losses kWh"	"Losses kvarh"	"Peak Losses kW"
1	1907,9127	1196,6412	1936,1565	2272,1672	33,4252	65,8020	35,1136
2	1893,5343	1195,9971	1936,1565	2272,1672	33,0812	65,1117	35,1136
3	1863,0768	1194,5192	1936,1565	2272,1672	32,3545	63,6565	35,1136
4	1870,2394	1194,8094	1936,1565	2272,1672	32,5225	63,9938	35,1136
5	1870,8788	1194,7959	1936,1565	2272,1672	32,5362	64,0222	35,1136
6	1906,8337	1196,3896	1936,1565	2272,1672	33,3920	65,7403	35,1136
7	1939,8470	1197,8612	1939,8470	2279,8855	34,1925	67,3489	35,1136
8	1900,9400	1196,0656	1939,8470	2279,8855	33,2499	65,4577	35,1136
9	1901,8635	1195,9891	1939,8470	2279,8855	33,2729	65,5083	35,1136
10	1842,3420	1193,3001	1939,8470	2279,8855	31,8671	62,6863	35,1136
11	1833,8145	1192,9006	1939,8470	2279,8855	31,6692	62,2889	35,1136
12	1787,7396	1190,9946	1939,8470	2279,8855	30,6160	60,1719	35,1136
13	1766,7981	1190,0756	1939,8470	2279,8855	30,1467	59,2300	35,1136
14	1745,2097	1189,1819	1939,8470	2279,8855	29,6686	58,2696	35,1136
15	1733,4502	1188,7661	1939,8470	2279,8855	29,4114	57,7521	35,1136
16	1736,7283	1188,9217	1939,8470	2279,8855	29,4834	57,8966	35,1136
17	1841,0049	1193,2700	1939,8470	2279,8855	31,8343	62,6178	35,1136
18	1958,9389	1198,3037	1958,9389	2296,3826	34,6979	68,3938	35,1136
19	1844,4163	1192,7443	1958,9389	2296,3826	32,0180	63,0322	35,1136
20	1838,1962	1192,5425	1958,9389	2296,3826	31,8384	62,6597	35,1136
21	1784,2864	1190,2262	1958,9389	2296,3826	30,5975	60,1605	35,1136
22	1739,1804	1188,4239	1958,9389	2296,3826	29,5703	58,0868	35,1136
23	1736,7256	1188,9196	1958,9389	2296,3826	29,4833	57,8964	35,1136
24	1652,0777	1185,7572	1958,9389	2296,3826	27,6856	54,2875	35,1136

Hour	kWh	kvarh	"Peak kW"	"peak kVA"	"Losses kWh"	"Losses kvarh"	"Peak Losses kW"
1	1842,3059	1193,2739	2019,5084	2346,0135	31,8661	62,6843	37,2389
2	1825,3148	1192,5291	2019,5084	2346,0135	31,4731	61,8952	37,2389
3	1812,5576	1191,9677	2019,5084	2346,0135	31,1804	61,3075	37,2389
4	1821,0513	1192,3308	2019,5084	2346,0135	31,3749	61,6981	37,2389
5	1829,5547	1192,7052	2019,5084	2346,0135	31,5707	62,0911	37,2389
6	1872,0582	1194,5919	2019,5084	2346,0135	32,5628	64,0829	37,2389
7	1918,8370	1196,7465	2019,5084	2346,0135	33,6818	66,3289	37,2389
8	1880,6043	1195,0191	2019,5084	2346,0135	32,7657	64,4901	37,2389
9	1901,8392	1195,9686	2019,5084	2346,0135	33,2721	65,5067	37,2389
10	1842,3417	1193,3014	2019,5084	2346,0135	31,8671	62,6863	37,2389
11	1833,8145	1192,9008	2019,5084	2346,0135	31,6692	62,2889	37,2389
12	1770,0597	1190,1534	2019,5084	2346,0135	30,2206	59,3801	37,2389
13	1753,0291	1189,4118	2019,5084	2346,0135	29,8421	58,6199	37,2389
14	1727,5184	1188,3476	2019,5084	2346,0135	29,2824	57,4955	37,2389
15	1702,0059	1187,3006	2019,5084	2346,0135	28,7309	56,3878	37,2389
16	1701,9951	1187,2907	2019,5084	2346,0135	28,7306	56,3871	37,2389
17	1825,2496	1192,4665	2019,5084	2346,0135	31,4709	61,8908	37,2389
18	2042,2100	1202,7646	2042,2100	2370,0769	36,7671	72,5193	37,2389
19	1999,6967	1200,6706	2042,2100	2370,0769	35,6824	70,3433	37,2389
20	1961,4129	1198,8072	2042,2100	2370,0769	34,7250	68,4225	37,2389
21	1897,6296	1195,8144	2042,2100	2370,0769	33,1717	65,3052	37,2389
22	1821,0911	1192,3692	2042,2100	2370,0769	31,3763	61,7008	37,2389
23	1702,0457	1187,3374	2042,2100	2370,0769	28,7322	56,3903	37,2389
24	1578,7102	1182,5030	2042,2100	2370,0769	26,1824	51,2659	37,2389

Hour	kWh	kvarh	"Peak kW"	"peak kVA"	"Losses kWh"	"Losses kvarh"	"Peak Losses kW"
1	1561,1825	1180,7974	1706,7417	2075,1336	26,1421	51,2272	29,9947
2	1546,7965	1180,2597	1706,7417	2075,1336	25,8549	50,6459	29,9947
3	1536,0101	1179,8645	1706,7417	2075,1336	25,6414	50,2140	29,9947
4	1543,1959	1180,1213	1706,7417	2075,1336	25,7834	50,5013	29,9947
5	1550,3861	1180,3850	1706,7417	2075,1336	25,9262	50,7902	29,9947
6	1586,3261	1181,7138	1706,7417	2075,1336	26,6498	52,2544	29,9947
7	1625,8664	1183,2298	1706,7417	2075,1336	27,4654	53,9047	29,9947
8	1593,5327	1182,0081	1706,7417	2075,1336	26,7972	52,5525	29,9947
9	1611,4935	1182,6799	1706,7417	2075,1336	27,1667	53,3002	29,9947
10	1561,1857	1180,8015	1706,7417	2075,1336	26,1421	51,2271	29,9947
11	1553,9848	1180,5219	1706,7417	2075,1336	25,9980	50,9354	29,9947
12	1500,0653	1178,5854	1706,7417	2075,1336	24,9410	48,7965	29,9947
13	1485,6719	1178,0659	1706,7417	2075,1336	24,6650	48,2379	29,9947
14	1464,0964	1177,3166	1706,7417	2075,1336	24,2565	47,4111	29,9947
15	1442,5172	1176,5771	1706,7417	2075,1336	23,8539	46,5962	29,9947
16	1442,5122	1176,5711	1706,7417	2075,1336	23,8538	46,5959	29,9947
17	1546,7665	1180,2224	1706,7417	2075,1336	25,8539	50,6440	29,9947
18	1730,0854	1187,4199	1730,0854	2098,3712	29,7121	58,4493	29,9947
19	1694,1989	1186,0054	1730,0854	2098,3712	28,9234	56,8539	29,9947
20	1661,8417	1184,6868	1730,0854	2098,3712	28,2256	55,4425	29,9947
21	1607,9184	1182,5665	1730,0854	2098,3712	27,0930	53,1511	29,9947
22	1543,2142	1180,1440	1730,0854	2098,3712	25,7840	50,5025	29,9947
23	1442,5359	1176,5992	1730,0854	2098,3712	23,8545	46,5973	29,9947
24	1338,2078	1173,1913	1730,0854	2098,3712	21,9925	42,8276	29,9947

Anexos

Dados dos Reguladores

Regulator ID:	1		
Line Segment:	150 - 149		
Location:	150		
Phases:	A-B-C		
Connection:	3-Ph, Wye		
Monitoring Phase:	A		
Bandwidth:	2.0 volts		
PT Ratio:	20		
Primary CT Rating:	700		
Compensator:	Ph-A		
R - Setting:	3		
X - Setting:	7,5		
Voltage Level:	120		
Regulator ID:	2		
Line Segment:	9 - 14		
Location:	9		
Phases:	A		
Connection:	1-Ph, L-G		
Monitoring Phase:	A		
Bandwidth:	2.0 volts		
PT Ratio:	20		
Primary CT Rating:	50		
Compensator:	Ph-A		
R - Setting:	0,4		
X - Setting:	0,4		
Voltage Level:	120		
Regulator ID:	3		
Line Segment:	25 - 26		
Location:	25		
Phases:	A-C		
Connection:	2-Ph,L-G		
Monitoring Phase:	A & C		
Bandwidth:	1		
PT Ratio:	20		
Primary CT Rating:	50		
Compenator:	Ph-A	Ph-C	
R - Setting:	0,4	0,4	
X - Setting:	0,4	0,4	
Voltage Level:	120	120	
Regulator ID:	4		
Line Segment:	160 - 67		
Location:	160		
Phases:	A-B-C		
Connection:	3-Ph, LG		
Monitoring Phase:	A-B-C		
Bandwidth:	2		
PT Ratio:	20		
Primary CT Rating:	300		
Compensator:	Ph-A	Ph-B	Ph-C
R - Setting:	0,6	1,4	0,2
X - Setting:	1,3	2,6	1,4
Voltage Level:	124	124	124

Dados dos Segmentos de Linhas

Node A	Node B	Length (ft.)	Config.
1	2	175	10
1	3	250	11
1	7	300	1
3	4	200	11
3	5	325	11
5	6	250	11
7	8	200	1
8	12	225	10
8	9	225	9
8	13	300	1
9	14	425	9
13	34	150	11
13	18	825	2
14	11	250	9
14	10	250	9
15	16	375	11
15	17	350	11
18	19	250	9
18	21	300	2
19	20	325	9
21	22	525	10
21	23	250	2
23	24	550	11
23	25	275	2
25	26	350	7
25	28	200	2
26	27	275	7
26	31	225	11
27	33	500	9
28	29	300	2
29	30	350	2
30	250	200	2
31	32	300	11
34	15	100	11
35	36	650	8
35	40	250	1
36	37	300	9
36	38	250	10
38	39	325	10
40	41	325	11
40	42	250	1
42	43	500	10
42	44	200	1
44	45	200	9
44	47	250	1
45	46	300	9
47	48	150	4
47	49	250	4
49	50	250	4
50	51	250	4

Node A	Node B	Length (ft.)	Config.
51	151	500	4
52	53	200	1
53	54	125	1
54	55	275	1
54	57	350	3
55	56	275	1
57	58	250	10
57	60	750	3
58	59	250	10
60	61	550	5
60	62	250	12
62	63	175	12
63	64	350	12
64	65	425	12
65	66	325	12
67	68	200	9
67	72	275	3
67	97	250	3
68	69	275	9
69	70	325	9
70	71	275	9
72	73	275	11
72	76	200	3
73	74	350	11
74	75	400	11
76	77	400	6
76	86	700	3
77	78	100	6
78	79	225	6
78	80	475	6
80	81	475	6
81	82	250	6
81	84	675	11
82	83	250	6
84	85	475	11
86	87	450	6
87	88	175	9
87	89	275	6
89	90	225	10
89	91	225	6
91	92	300	11
91	93	225	6
93	94	275	9
93	95	300	6
95	96	200	10
97	98	275	3
98	99	550	3
99	100	300	3
100	450	800	3

Node A	Node B	Length (ft.)	Config.
101	102	225	11
101	105	275	3
102	103	325	11
103	104	700	11
105	106	225	10
105	108	325	3
106	107	575	10
108	109	450	9
108	300	1000	3
109	110	300	9
110	111	575	9
110	112	125	9
112	113	525	9
113	114	325	9
135	35	375	4
149	1	400	1
152	52	400	1
160	67	350	6
197	101	250	3

Cargas da Rede

Node	Load	Ph-1	Ph-1	Ph-2	Ph-2	Ph-3	Ph-4
	Model	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
1	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
2	Y-PQ	0	0	20	10	0	0
4	Y-PR	0	0	0	0	40	20
5	Y-I	0	0	0	0	20	10
6	Y-Z	0	0	0	0	40	20
7	Y-PQ	20	10	0	0	0	0
9	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
10	Y-I	20	10	0	0	0	0
11	Y-Z	40	20	0	0	0	0
12	Y-PQ	0	0	20	10	0	0
16	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
17	Y-PQ	0	0	0	0	20	10
19	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
20	Y-I	40	20	0	0	0	0
22	Y-Z	0	0	40	20	0	0
24	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
28	Y-I	40	20	0	0	0	0
29	Y-Z	40	20	0	0	0	0
30	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
31	Y-PQ	0	0	0	0	20	10
32	Y-PQ	0	0	0	0	20	10
33	Y-I	40	20	0	0	0	0
34	Y-Z	0	0	0	0	40	20
35	D-PQ	40	20	0	0	0	0
37	Y-Z	40	20	0	0	0	0
38	Y-I	0	0	20	10	0	0
39	Y-PQ	0	0	20	10	0	0
41	Y-PQ	0	0	0	0	20	10
42	Y-PQ	20	10	0	0	0	0
43	Y-Z	0	0	40	20	0	0
45	Y-I	20	10	0	0	0	0
46	Y-PQ	20	10	0	0	0	0
47	Y-I	35	25	35	25	35	25
48	Y-Z	70	50	70	50	70	50
49	Y-PQ	35	25	70	50	35	20
50	Y-PQ	0	0	0	0	40	20

Node	Load	Ph-1	Ph-1	Ph-2	Ph-2	Ph-3	Ph-4
51	Y-PQ	20	10	0	0	0	0
52	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
53	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
55	Y-Z	20	10	0	0	0	0
56	Y-PQ	0	0	20	10	0	0
58	Y-I	0	0	20	10	0	0
59	Y-PQ	0	0	20	10	0	0
60	Y-PQ	20	10	0	0	0	0
62	Y-Z	0	0	0	0	40	20
63	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
64	Y-I	0	0	75	35	0	0
65	D-Z	35	25	35	25	70	50
66	Y-PQ	0	0	0	0	75	35
68	Y-PQ	20	10	0	0	0	0
69	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
70	Y-PQ	20	10	0	0	0	0
71	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
73	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
74	Y-Z	0	0	0	0	40	20
75	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
76	D-I	105	80	70	50	70	50
77	Y-PQ	0	0	40	20	0	0
79	Y-Z	40	20	0	0	0	0
80	Y-PQ	0	0	40	20	0	0
82	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
83	Y-PQ	0	0	0	0	20	10
84	Y-PQ	0	0	0	0	20	10
85	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
86	Y-PQ	0	0	20	10	0	0
87	Y-PQ	0	0	40	20	0	0
88	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
90	Y-I	0	0	40	20	0	0
92	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
94	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
95	Y-PQ	0	0	20	10	0	0
96	Y-PQ	0	0	20	10	0	0
98	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
99	Y-PQ	0	0	40	20	0	0
100	Y-Z	0	0	0	0	40	20
102	Y-PQ	0	0	0	0	20	10
103	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
104	Y-PQ	0	0	0	0	40	20
106	Y-PQ	0	0	40	20	0	0
107	Y-PQ	0	0	40	20	0	0
109	Y-PQ	40	20	0	0	0	0
111	Y-PQ	20	10	0	0	0	0
112	Y-I	20	10	0	0	0	0
113	Y-Z	40	20	0	0	0	0
114	Y-PQ	20	10	0	0	0	0
Total		1420	775	915	515	1155	630

Configuração de Linhas Aéreas				
Config.	Phasing	Phase Cond.	Neutral Cond.	Spacing
		ACSR	ACSR	ID
1	A B C N	336,400 26/7	4/0 6/1	500
2	C A B N	336,400 26/7	4/0 6/1	500
3	B C A N	336,400 26/7	4/0 6/1	500
4	C B A N	336,400 26/7	4/0 6/1	500
5	B A C N	336,400 26/7	4/0 6/1	500
6	A C B N	336,400 26/7	4/0 6/1	500
7	A C N	336,400 26/7	4/0 6/1	505
8	A B N	336,400 26/7	4/0 6/1	505
9	A N	1/0	1/0	510
10	B N	1/0	1/0	510
11	C N	1/0	1/0	510

Banco de Capacitores			
Node	Ph-A	Ph-B	Ph-C
	kVAr	kVAr	kVAr
83	200	200	200
88	50		
90		50	
92			50
Total	250	250	250

Dados do Transformador					
	kVA	kV-high	kV-low	R - %	X - %
Substation	5.000	115 - D	4.16 Gr-W	1	8
XFM - 1	150	4.16 - D	.480 - D	1,27	2,72

Chaves Trifásicas		
Node A	Node B	Normal
13	152	closed
18	135	closed
60	160	closed
61	610	closed
97	197	closed
150	149	closed
250	251	open
450	451	open
54	94	open
151	300	open
300	350	open

Configuração de Linhas Subterraneas			
Config.	Phasing	Cable	Spacing ID
12	A B C	1/0 AA, CN	515