

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Pedro de Oliveira Bacin

**RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM REGIME  
NORMAL DE OPERAÇÃO UTILIZANDO O SOFTWARE OPENDSS**

Santa Maria, RS  
2019

Pedro de Oliveira Bacin

**RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM REGIME NORMAL DE  
OPERAÇÃO UTILIZANDO O SOFTWARE OPENDSS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Bacharel em Engenharia Elétrica.**

ORIENTADOR: Prof. Dr. Daniel Pinheiro Bernardon

Santa Maria, RS  
2019

---

©2019

Todos os direitos autorais reservados a Pedro de Oliveira Bacin. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante a citação da fonte.

Endereço: Rua General Osório, N° 1260, Bairro Centro, Jaguari, RS, CEP: 97760-000  
Fone (055) 55 99973-7196; End. Eletr.: pedrodeoliveirabacin@gmail.com

Pedro de Oliveira Bacin

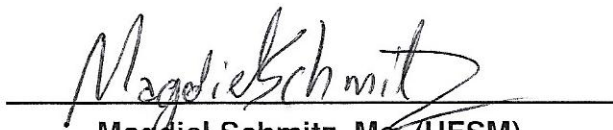
**RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM REGIME NORMAL DE  
OPERAÇÃO UTILIZANDO O SOFTWARE OPENDSS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Processamento de Energia, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de **Bacharel em Engenharia Elétrica.**

**Aprovado em 5 de dezembro de 2019:**



**Daniel Pinheiro Bernardon, Dr. (UFSM)**  
(Presidente/Orientador)



**Magdiel Schmitz, Me. (UFSM)**



**Hérciles Eduardo Oliveira Farias, Eng. (UFSM)**

## DEDICATÓRIA

*Dedico este trabalho à minha família, sobretudo à minha amada mãe Ana Patrícia.  
Também dedico à minha tia-avó Nires (in memoriam).*

## AGRADECIMENTOS

*Ao meu orientador, Prof. Daniel Pinheiro Bernardon, por toda a atenção, confiança, conhecimentos repassados e tempo disponibilizado tanto na iniciação científica como na elaboração deste trabalho. Muito obrigado!*

*À banca examinadora Magdiel e Héricles, pelo privilégio de tê-los como avaliadores do meu trabalho e pelo tempo e paciência que disponibilizaram para tal.*

*À Universidade Federal de Santa Maria, pela formação gratuita e de qualidade em um dos maiores centros de ensino do Brasil.*

*Agradeço aos colegas e amigos que fiz durante a graduação: Eduardo, Gilson, Guilherme, Leonardo, Lucas e Matheus, por todas as conversas, partidas de truco, tragos, jogos e títulos do Grêmio e madrugadas adentro estudando ou realizando trabalhos de última hora em busca do mesmo objetivo. Levarei vocês para toda a minha vida. Agradeço também ao colega e companheiro do CEESP, Pedro, por toda a ajuda prestada nos períodos finais de graduação.*

*Aos meus amigos de infância e da minha cidade natal, Jaguari, por sempre se fazerem presentes, independente das circunstâncias ou da falta da presença física de minha parte, devido àqueles velhos motivos (tenho que estudar, semana de provas, etc...).*

*À minha namorada Júlia, que esteve junto comigo na metade final da graduação, me apoiando e acreditando no meu potencial com muito amor, principalmente nos momentos de maior dificuldade em que eu estava mais descrente em mim.*

*Agradeço principalmente aos meus pais Ana Patrícia e Miguel por todo amor, carinho e pela confiança passada para cursar a graduação durante esses anos todos longe de casa. Agradeço também à minha avó Nila e ao meu irmão Júlio por sempre estarem comigo nas horas em que mais precisei.*

*O sucesso nasce do querer, da determinação e persistência em se chegar a um objetivo. Mesmo não atingindo o alvo, quem busca e vence obstáculos, no mínimo fará coisas admiráveis.*

*(José de Alencar)*

## RESUMO

### RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM REGIME NORMAL DE OPERAÇÃO UTILIZANDO O SOFTWARE OPENDSS

AUTOR: Pedro de Oliveira Bacin  
ORIENTADOR: Daniel Pinheiro Bernardon

As perdas técnicas nas redes de distribuição constituem uma importante medida de eficiência no setor elétrico, sendo inevitáveis e responsáveis pela dissipação de uma parcela considerável da energia injetada no sistema. As técnicas de reconfiguração de redes permitem alterações de topologia em regime normal de operação, medida que possibilita reduzir as perdas técnicas a partir do balanceamento de carga entre os alimentadores, resultando em melhora nos indicadores de qualidade de energia. Estas técnicas vêm sendo cada vez mais utilizadas devido ao crescimento das redes elétricas inteligentes e de equipamentos telecomandados nas redes de distribuição. Em 2014, a ANEEL estabeleceu o OpenDSS como o *software* a ser utilizado para o cálculo de perdas em sistemas de distribuição por meio de metodologia de fluxo de carga. O OpenDSS consiste em um *software* com funcionamento em código aberto, gratuito, e com a possibilidade de ser customizado de acordo com as necessidades do usuário via programação, além de permitir a utilização da interface COM em conjunto a outros *softwares*. Sendo assim, foram realizados neste trabalho levantamentos de perdas em regime normal de operação em análises diárias e, posteriormente, em análises com reconfigurações a partir da abertura e do fechamento de chaves em patamares definidos. Para estas alterações de topologia, foram utilizadas técnicas básicas de reconfiguração de redes em um sistema base valendo-se de algumas modificações, baseadas nas premissas do método *branch-exchange*. Apesar da ocorrência de limitações na aplicação do método, observou-se reduções significativas nas perdas com a sua utilização para os casos estudados.

**Palavras-chave:** OpenDSS. Perdas Técnicas. Reconfiguração de Redes. Troca de Ramos.

## ABSTRACT

### DISTRIBUTION NETWORK RECONFIGURATION IN NORMAL OPERATION USING THE OPENDSS SOFTWARE

AUTHOR: Pedro de Oliveira Bacin  
ADVISOR: Daniel Pinheiro Bernardon

Technical losses in distribution networks are an important measure of efficiency in the electric sector, they are inevitable and are responsible for dissipating a considerable portion of the energy injected into the system. Network reconfiguration techniques allow topology changes under normal operation, as it enables reducing technical losses from load balancing between feeders, resulting in improved power quality indicators. These techniques are increasingly being used due to the growth of smart grids and remote-controlled equipment in distribution networks. In 2014, ANEEL established OpenDSS as the software to be used for loss calculation in distribution system through load flow methodology. The OpenDSS is an free software that works in open source which can be customized by programming to the user's needs and allows the use of COM interface in association with other softwares. Thus, in this work, the energy losses acquisition under normal operation were performed in daily analyzes and, subsequently, in analyzes with reconfigurations from the opening and closing of switches at defined load levels. For these topology changes, was used basic network reconfiguration techniques in a base system using some modifications, based on the assumptions of the branch-exchange method. Despite the occurrence of some limitations in the application of the method, significant reductions in losses were observed with its use for the studied cases.

**Keywords:** OpenDSS. Technical Losses. Network Reconfiguration. Branch-Exchange.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Perdas em relação a energia injetada em 2018. ....	14
Figura 2 – Estrutura básica de um sistema elétrico de potência .....	17
Figura 3 – Modelagem e equipamentos de uma rede de distribuição. ....	18
Figura 4 – Exemplo de rede de distribuição radial. ....	19
Figura 5 – Estados de operação de uma rede de distribuição. ....	20
Figura 6 – Partes interessadas nas redes elétricas inteligentes. ....	21
Figura 7 – Processos automatizados de reconfiguração nas REI. ....	22
Figura 8 – Chave trabalhando em conjunto com a UTR. ....	26
Figura 9 – Perdas percentuais por região em relação a energia injetada em 2016. ...	27
Figura 10 – Curva típica do sistema elétrico nacional em dia de semana e de final de semana em maio (MWh). ....	29
Figura 11 – Mecanismo de funcionamento do simulador. ....	31
Figura 12 – Arquitetura básica do OpenDSS. ....	32
Figura 13 – Rede de distribuição simples com 5 chaves posicionadas. ....	36
Figura 14 – Primeira alteração de topologia realizada na RD. ....	37
Figura 15 – Segunda reconfiguração em direção a AL-1. ....	38
Figura 16 – Primeira reconfiguração em direção ao segundo alimentador. ....	38
Figura 17 – Fluxograma resumo do método de reconfiguração utilizado. ....	40
Figura 18 – Curva típica de consumidor residencial em dia de semana utilizada. ....	43
Figura 19 – Curva de carga tipicamente industrial utilizada. ....	43
Figura 20 – Demonstração do alcance dos medidores no OpenDSS. ....	46
Figura 21 – Comandos para execução do modo de simulação diário no OpenDSS. ..	47
Figura 22 – Comandos que ativam a função <i>DIVerbose</i> , definem as bases do sistema e rodam a solução do circuito. ....	49
Figura 23 – Inicialização da interface do OpenDSS com o Matlab. ....	50
Figura 24 – Principais interfaces de conexão de <i>softwares</i> externos ao OpenDSS. ..	50
Figura 25 – Cadastramento das chaves no OpenDSS a partir do Matlab. ....	51
Figura 26 – Modo de simulação utilizado para a análise diária no Matlab. ....	52
Figura 27 – Mecanismo para a análise da configuração da RD em cada patamar. ...	53
Figura 28 – Definição das bases do sistema e comando para resolução do circuito. .	54
Figura 29 – Comandos de exportação utilizados no Matlab. ....	55
Figura 30 – Sistema original de 34 barras utilizada no estudo. ....	57
Figura 31 – Rede utilizada nas análises realizadas. ....	58
Figura 32 – Curva de carga geral do sistema. ....	61
Figura 33 – Contribuição percentual dos alimentadores para cada caso. ....	64
Figura 34 – Contribuição de cada alimentador por patamar nos casos de reconfigura- ção estudados. ....	70
Figura 35 – Perdas horárias nos dois melhores casos entre os modelos estudados em regime normal de operação. ....	74
Figura 36 – Comparativo percentual de perdas em relação a energia injetada. ....	75
Figura 37 – Melhor topologia para os patamares 1 e 4 em regime normal de operação. 76	
Figura 38 – Melhor topologia para os patamares 2 e 3 em regime normal de operação. 76	

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Patamares de acordo com o tipo de consumo.....	42
Tabela 2 – Comandos de chaveamento utilizados no OpenDSS.....	45
Tabela 3 – Posições das chaves na rede utilizada.....	58
Tabela 4 – Cargas posicionadas no sistema. ....	59
Tabela 5 – Demanda prevista hora a hora para o sistema. ....	60
Tabela 6 – Demanda total prevista por patamar. ....	60
Tabela 7 – Resultados diários para a alimentação do sistema por apenas uma fonte. .	62
Tabela 8 – Perdas diárias na RD com duas fontes alimentando o sistema radialmente.	62
Tabela 9 – Comportamento nas zonas de medição da RD para cada operação.....	63
Tabela 10 – Tensões mínimas (PU) encontradas para cada configuração na análise diária.....	65
Tabela 11 – Tensões máximas (PU) encontradas para cada configuração na análise diária.....	66
Tabela 12 – Sequências de chaveamentos que obtiveram os melhores resultados na análise de reconfigurações por patamar.....	67
Tabela 13 – Análise por patamar dos 4 melhores casos de reconfiguração encontrados.	68
Tabela 14 – Comparação do sistema original com as topologias obtidas nas análises com reconfiguração por patamar.....	69
Tabela 15 – Tensões mínimas e máximas encontradas a cada hora nos casos de re- configuração por patamar.....	71
Tabela 16 – Diminuição das perdas da análise por patamar em relação a análise diária.	72
Tabela 17 – Tensões de atendimento mínimas e máximas para os melhores casos....	73
Tabela 18 – Resultados finais para a análise de reconfiguração.....	75
Tabela A.1 – Limites de tensão de atendimento em conexão com tensões nominais superiores a 1kV e inferiores a 69 kV. ....	89

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

<i>AL</i>	Alimentador
<i>ANEEL</i>	Agência Nacional de Energia Elétrica
<i>BT</i>	Baixa Tensão
<i>COM</i>	<i>Component Object Model</i>
<i>CH</i>	Chave
<i>DI</i>	<i>Demand Interval</i>
<i>DSS</i>	<i>Distribution System Simulator</i>
<i>EPRI</i>	<i>Electric Power Research Institute</i>
<i>FO</i>	Função Objetivo
<i>IEEE</i>	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
<i>MATLAB</i>	<i>MATrix LABoratory</i>
<i>MT</i>	Média Tensão
<i>NA</i>	Normalmente Aberto
<i>NF</i>	Normalmente Fechado
<i>ONS</i>	Operador Nacional do Sistema Elétrico
<i>PRODIST</i>	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
<i>PNT</i>	Perdas Não Técnicas
<i>PT</i>	Perdas Técnicas
<i>REI</i>	Redes Elétricas Inteligentes
<i>RD</i>	Redes de Distribuição de Energia Elétrica
<i>SE</i>	Subestação
<i>SEP</i>	Sistema Elétrico de Potência
<i>VBA</i>	<i>Virtual Basic for Applications</i>

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>14</b>
1.1	MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA	14
1.2	OBJETIVOS	16
<b>1.2.1</b>	<b>Objetivo Geral</b>	16
<b>1.2.2</b>	<b>Objetivos Específicos</b>	16
1.3	ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS	16
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b>	<b>17</b>
2.1	SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA	17
<b>2.1.1</b>	<b>Redes de distribuição de energia elétrica</b>	18
2.1.1.1	<i>Redes de distribuição radiais</i>	19
2.1.1.2	<i>Estados de operação das redes de distribuição</i>	19
<b>2.1.2</b>	<b>Redes elétricas inteligentes</b>	20
2.2	RECONFIGURAÇÃO DE REDES	22
<b>2.2.1</b>	<b>Primeiros estudos</b>	23
<b>2.2.2</b>	<b>Motivos para o uso de reconfiguração de redes</b>	24
2.3	PERDAS NOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	26
<b>2.3.1</b>	<b>Perdas técnicas e perdas não técnicas</b>	26
<b>2.3.2</b>	<b>Perdas elétricas no contexto das reconfigurações de redes</b>	28
<b>2.3.3</b>	<b>Características de curva de carga típica</b>	28
2.4	OPENDSS	30
<b>3</b>	<b>APLICAÇÃO DE METODOLOGIA DE RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM REGIME NORMAL DE OPERAÇÃO</b>	<b>33</b>
3.1	APRESENTAÇÃO DO MÉTODO	33
3.2	FUNÇÃO OBJETIVO E RESTRIÇÕES	34
3.3	MÉTODO UTILIZADO	36
<b>3.3.1</b>	<b>Curvas típicas utilizadas no método</b>	41
3.4	IMPLEMENTAÇÃO DO MÉTODO NO OPENDSS ASSOCIADO AO MATLAB	44
<b>3.4.1</b>	<b>Utilização do OpenDSS</b>	44
<b>3.4.2</b>	<b>Interface com o Matlab</b>	49
<b>4</b>	<b>ESTUDO DE CASO</b>	<b>56</b>
4.1	SISTEMA ESCOLHIDO	56
4.2	RESULTADOS	62
<b>4.2.1</b>	<b>Análise diária</b>	62
<b>4.2.2</b>	<b>Análise de reconfigurações por patamar de carga</b>	67
<b>4.2.3</b>	<b>Comparativo entre os melhores casos: análise diária versus análise com reconfiguração por patamar</b>	72
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO</b>	<b>77</b>
5.1	TRABALHOS FUTUROS	77
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>	<b>78</b>
	<b>APÊNDICE A – PRINCIPAIS COMANDOS PARA ADIÇÃO DE ELEMENTOS NO OPENDSS</b>	<b>82</b>
	<b>APÊNDICE B – CÓDIGO UTILIZADO NO OPENDSS</b>	<b>83</b>
B.1	ADIÇÃO DAS FONTES E SUBESTAÇÕES	83
B.2	ADIÇÃO DAS LINHAS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	83
B.3	ADIÇÃO DOS REGULADORES DE TENSÃO	84

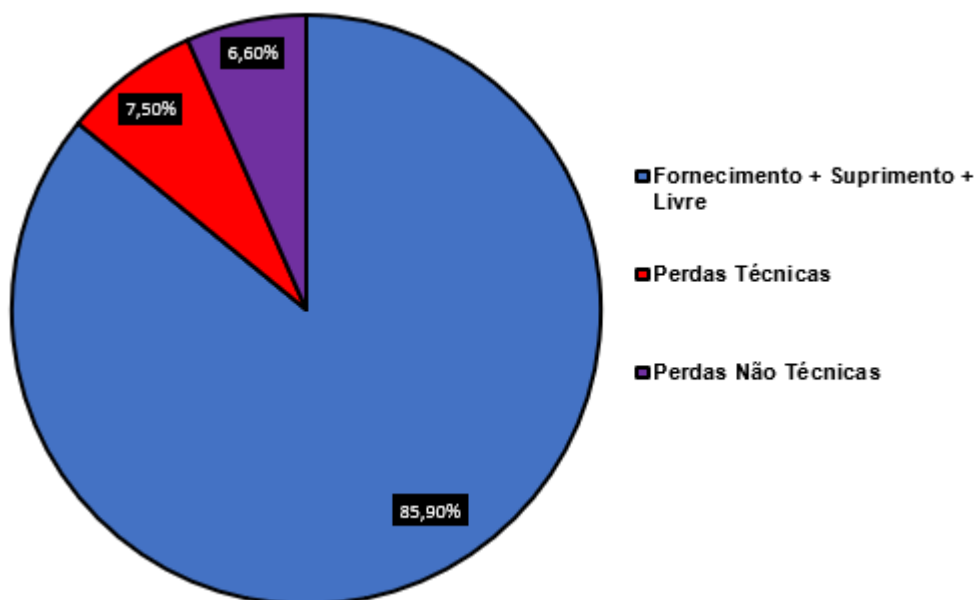
B.4	ADIÇÃO DOS CONSUMIDORES AO SISTEMA .....	85
B.5	IMPLEMENTAÇÃO DOS LIMITES DE TENSÃO DE ATENDIMENTO E DAS CURVAS CADASTRADAS NAS CARGAS DO SISTEMA.....	86
B.6	INCLUSÃO DOS MEDIDORES E MONITORES .....	87
	<b>APÊNDICE C – LINECODES UTILIZADAS .....</b>	<b>88</b>
	<b>ANEXO A – LIMITES DE TENSÃO DE ATENDIMENTO UTILIZADAS ....</b>	<b>89</b>

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA

De acordo com o relatório de perdas de energia elétrica na distribuição, publicado pela ANEEL em 2019, no ano de 2018 as perdas de energia elétrica no Brasil foram de 14,1% em média, sendo que deste valor, 7,5% são consideradas perdas técnicas (PT) e 6,6% são consideradas perdas não técnicas (PNT), conforme mostrado na Figura 1.

Figura 1 – Perdas em relação a energia injetada em 2018.



Fonte: Adaptado de ANEEL (2019, p. 2).

Ainda de acordo com a ANEEL (2018), as PT corresponderam em valores reais a 38,3 TWh e as PNT a 33,3 TWh. As PT no Brasil em 2018 foram maiores que todo o consumo individual de energia das regiões Norte e Centro-Oeste no ano de 2017, que consumiram 34,51 TWh e 35,40 TWh, de acordo com o Anuário Estatístico de Energia Elétrica publicado em 2018 pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), tendo como base o ano de 2017. Pode-se ainda dizer que, em valores reais, as perdas totais de 14,1% em 2018 foram equivalentes ao consumo total destas duas regiões juntas no ano de 2017, que foi de 14,9% em relação a energia consumida no país.

Em termos econômicos, segundo a ANEEL (2018), as perdas técnicas na distribuição foram avaliadas na ordem de R\$ 7,1 bilhões de reais, enquanto as perdas não técnicas foram avaliadas em R\$ 5 bilhões e as perdas na rede básica em R\$ 1,5 bilhão. Os custos

das perdas na rede básica são rateados em 50% para as geradoras e 50% para os consumidores. Já com relação às perdas nas redes de distribuição de energia elétrica (RDs), o custeio é arcado apenas pelos consumidores diretamente nas tarifas de energia, sendo que a ANEEL define os limites de perdas técnicas e não técnicas que podem ser repassados às tarifas, chamados de valores regulatórios. A extrapolação destes limites pode gerar prejuízos às concessionárias. Levando em consideração o faturamento global do setor, em 2016 as perdas elétricas representaram 4,5% da receita total do setor elétrico e 16,9% da receita total das concessionárias de energia, onde esses valores totais foram de R\$156 bilhões e de R\$42 bilhões, respectivamente (LIMA, 2018).

Nesta perspectiva, há a necessidade do desenvolvimento de ações que contribuam para a redução das perdas elétricas no sistema, a fim de melhorar a eficiência das redes de distribuição, reduzindo assim os custos de operação dos sistemas elétricos. Existe um conjunto de ações que podem ser tomadas pelas concessionárias para a redução das perdas técnicas nas redes de distribuição. Neste trabalho, será tratado do método de reconfiguração de redes, que promove alterações de topologias no primário dos sistemas de distribuição em seus regimes normais de operação sendo que, para isso, será utilizando o *software* OpenDSS. Porém, métodos como as instalações de bancos de capacitores para o compensamento de reativos, recondutoramento e substituição de equipamentos sobrecarregados, são caminhos bastante utilizados e efetivos para a redução das PT.

Como a maioria das redes existentes operam de forma radial, tendo apenas um caminho energizado entre a subestação e os consumidores, as alterações de topologias promovidas neste trabalho sempre mantiveram radialidade do sistema. Essas alterações são realizadas a partir de chaves distribuídas ao longo do caminho percorrido pela rede. Estas chaves mudam de estado de forma organizada, de acordo com o horário e patamares de carga definidos, alterando e equilibrando o carregamento dos alimentadores, fazendo com que sejam reduzidas as perdas Joules que são causadas por este acontecimento.

Outros benefícios podem ser obtidos a partir da utilização de técnicas de reconfiguração de redes (MERLIN; BACK, 1975 apud BUENO, 2005), como:

- Melhoria na utilização dos equipamentos pertencentes aos sistemas elétricos, diminuindo os seus desgastes de operação;
- Diminuição das interrupções e dos períodos sem energia elétrica diante de emergências, fazendo com que a energia seja restaurada mais rapidamente com algumas alterações de topologia;
- Redes menos sobrecarregadas, o que permite maiores estudos acerca da expansão das mesmas de acordo com o aumento da demanda de energia que surge ao decorrer do tempo.

## 1.2 OBJETIVOS

### 1.2.1 Objetivo Geral

O objetivo geral deste trabalho consiste na utilização dos *softwares* OpenDSS e Matlab para a realização de estudos e análises das diferenças obtidas nas perdas elétricas, a partir de alterações de topologia em redes de distribuição, mantendo a radialidade dos alimentadores.

### 1.2.2 Objetivos Específicos

- Apresentar o *software* OpenDSS para o tipo de estudo apresentado;
- Apresentar um sistema base da IEEE como objeto de estudo nas simulações;
- Implementação da heurística baseada nas premissas do método *branch-exchange* para redução de perdas;
- Realizar um estudo de caso, variando parâmetros e situações no sistema base apresentado.

## 1.3 ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS

Os capítulos 1 e 2 abordam a introdução e a revisão bibliográfica deste trabalho, tratando de temas pertinentes ao mesmo, como redes de distribuição, reconfiguração de redes, perdas de energia elétrica e o *software* utilizado. No capítulo 3 são apresentados o método e todas as informações necessárias para a sua aplicação, juntamente com a forma de utilização dos *softwares* escolhidos para este estudo. No capítulo 4 é tratado o estudo de caso realizado neste trabalho, onde estão dispostos os resultados e as análises decorrentes das simulações realizadas. O capítulo 5 apresenta as conclusões, os problemas encontrados e as sugestões para trabalhos futuros que podem ser realizados acerca deste trabalho.



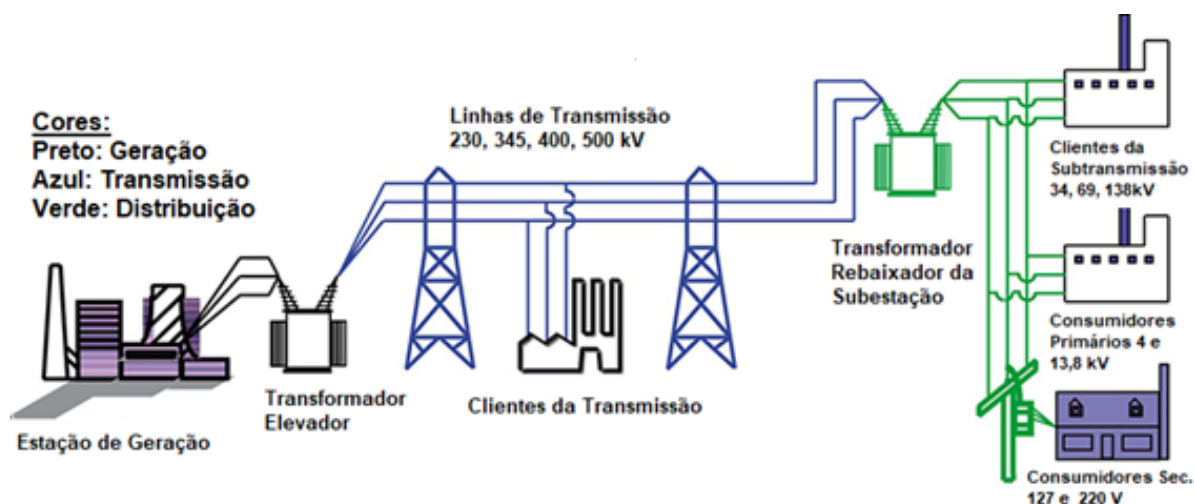
## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Na presente sessão, será realizada a abordagem dos conceitos e elementos associados às reconfigurações de redes de distribuição de energia elétrica, contextualizando de maneira geral alguns dos seus desafios, paradigmas e alguns trabalhos publicados. Conjuntamente, são descritos alguns conceitos do principal *software* utilizado neste trabalho, o OpenDSS, justificando sua utilização.

### 2.1 SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Segundo Fuchs (1979), pode-se denominar como Sistema Elétrico de Potência (SEP) a estrutura que é responsável pela geração, transmissão e distribuição de energia elétrica ao consumidores, sendo o bom desenvolvimento destas estruturas de importância imprescindível para o desenvolvimento de um país na escala social e econômica. Podemos ver na Figura 2 os componentes básicos de um SEP.

Figura 2 – Estrutura básica de um sistema elétrico de potência



Fonte: Adaptado de Reichl (2016, p. 83).

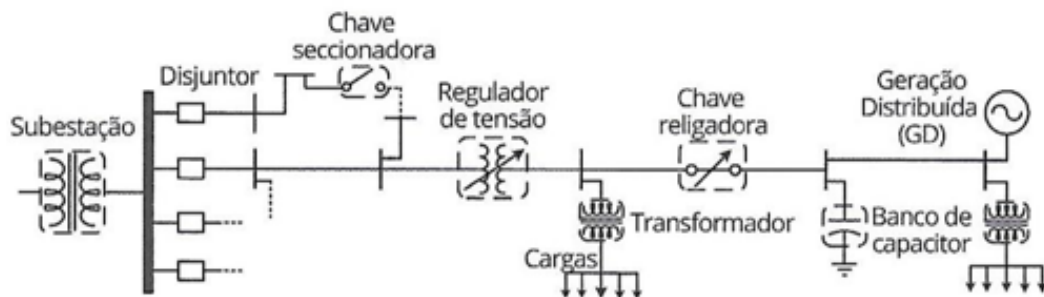
A principal função dos SEPs consiste no fornecimento de energia elétrica de qualidade, independentemente do tipo do usuário, no instante em que ela for solicitada. Dito isso, é possível ainda afirmar que o sistema possui duas funções básicas: a de gerador, transformando energias das mais diversas fontes em energia elétrica, e a de distribuidor, disponibilizando aos grandes, médios e pequenos usuários do sistema a quantidade de energia requerida pelos mesmos, sempre que for necessário. Ligando a geração e a dis-

tribuição, os sistemas de transmissão possuem a tarefa de efetuar o transporte de energia elétrica produzida aos centros de distribuição (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

### 2.1.1 Redes de distribuição de energia elétrica

Pode-se definir como redes de distribuição de energia elétrica (RD) o conjunto de elementos que têm como objetivo levar a energia elétrica para os usuários finais a partir das subestações de distribuição. Esses sistemas normalmente são radialmente estruturados e intimamente conectados, a partir de linhas interconectadas e chaves seccionadoras, de tal forma a garantir que os clientes distribuídos ao longo de seu percurso possam ser abastecidos durante todo o tempo, ou a maior parte do tempo possível (KIM et al., 1993). Os componentes básicos de uma rede de distribuição convencional podem ser verificados na Figura 3.

Figura 3 – Modelagem e equipamentos de uma rede de distribuição.



Fonte: Bernardon et al. (2015, p. 52).

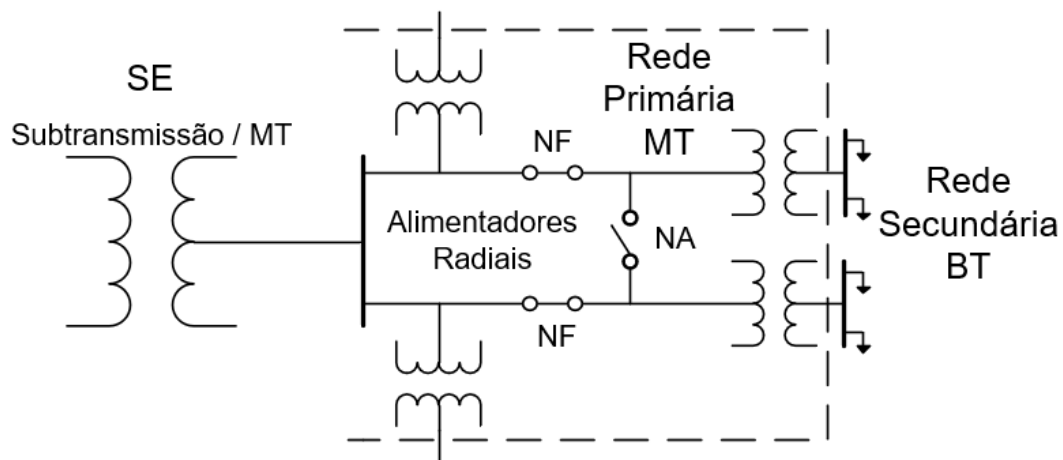
A forma mais usual de divisão das RDs é em redes de distribuição primária e secundária. As redes primárias, as quais também são chamadas de redes de média tensão (MT), geralmente variam seus níveis de tensão na distribuição entre 11kV e 23kV dependendo de sua localização, e atendem principalmente transformadores das redes de distribuição para o suprimento das cargas da rede secundária, além do fornecimento de energia elétrica aos consumidores primários (indústrias, shoppings, instalações de iluminação pública, entre outros). Já as redes secundárias ou de baixa tensão (BT) atuam em média entre valores de tensão de 127/220V ou 220/380V no Brasil, dependendo de sua localização, e fornecem energia aos consumidores secundários, com grande destaque para as cargas residenciais, comerciais e rurais, também podendo suprir as cargas de pequenas indústrias. As redes secundárias normalmente operam radialmente, porém também podem operar de forma malhada (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

### 2.1.1.1 Redes de distribuição radiais

Um sistema radial consiste em apenas uma rota energizada entre os consumidores e a subestação que os alimenta. Com apenas uma rota de fluxo, impossibilita-se a formação de ciclos ou anéis de distribuição. A grande maioria das RDs existentes operam de forma radial, uma vez que esta configuração é a mais viável em termos econômicos. Apesar disso, muitas vezes há a possibilidade de realizar a reconfiguração de dois ou mais sistemas radiais, através da mudança de estados de chaves posicionadas nas redes primárias de distribuição, para isolamentos da rede, redução de perdas, ou para o manter o abastecimento energético de cargas chave em casos de contingências nas rede elétrica (BUENO, 2005).

A Figura 4 exemplifica uma rede simples com alimentadores radiais. É possível observar uma chave de interligação aberta, que permitem flexibilidade operativa, podendo realizar transferência de cargas entre alimentadores em caso de emergência.

Figura 4 – Exemplo de rede de distribuição radial.



Fonte: Adaptado de Kagan, Oliveira e Robba (2010).

### 2.1.1.2 Estados de operação das redes de distribuição

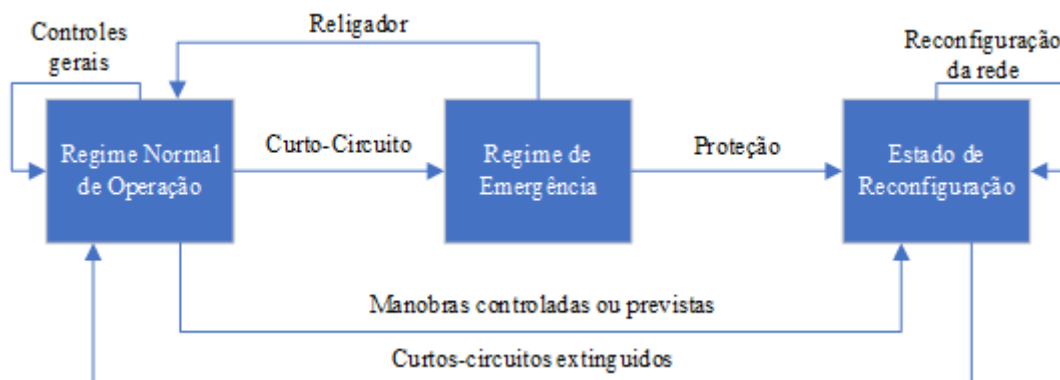
De acordo com Ferreira (2010, apud Mello, 2014), pode-se considerar três estados de operação para caracterizar a natureza de atuação de uma rede de distribuição. São eles:

- I. Estado ou regime normal de Operação: A rede está operando conforme seu estado habitual, sem contingências ou problemas de sobrecargas que desviem do comportamento esperado. Neste estado, a rede é capaz de atender a todos os consumidores sem nenhum problema;

- II. Estado ou regime de Emergência: A rede está em estado de emergência quando ocorre algum evento fora do esperado no sistema, o qual possa vir a comprometer o fornecimento de energia ou a segurança dos equipamentos, violando as restrições para o funcionamento da rede. Estes eventos podem ocorrer devido à sobrecargas acima do esperado, curto-circuito nos alimentadores ou faltas de qualquer natureza. Nesse estado, os protocolos de proteção devem ser iniciados para que não ocorra qualquer tipo de comprometimento dos equipamentos;
- III. Estado de Reconfiguração: Ocorre quando a topologia da rede foi alterada por qualquer que seja o motivo. Por exemplo, a rede pode entrar nesse estado devido a atuação de dispositivos de proteção para a continuidade do fornecimento, ou ainda por manobras planejadas utilizadas para melhorar a qualidade do fornecimento e diminuir as perdas elétricas ao longo do dia.

Para o foco deste trabalho, os conceitos mais importantes em relação aos estados de operação são o I e o III citados acima, não havendo aprofundamentos sobre o estado II. A Figura 5 representa e resume as atuações dos estados mostrados acima.

Figura 5 – Estados de operação de uma rede de distribuição.



Fonte: Adaptado de Ferreira (2010, p. 21).

### 2.1.2 Redes elétricas inteligentes

De acordo com Pelegrini e Vale (2014, p. 55), as redes elétricas inteligentes (REI) podem ser consideradas como,

*rede elétrica capaz de integrar de forma inteligente as ações de todos os usuários conectados a ela - geradores, consumidores e aqueles que assumem ambos os papéis - a fim de prover energia elétrica de forma eficiente, sustentável, econômica e segura.*

Levando em consideração o trecho citado acima, é possível observar a importância não somente energética e sustentável das REIs, mas também integradora, onde todas as partes inerentes ao sistema assumem pequenos papéis para que, em conjunto, seja possível obter o melhor aproveitamento possível das matrizes energéticas e da energia disponível em nosso planeta.

A partir do impulso causado pelos novos avanços da tecnologia, as REI buscam adequar-se às novas demandas e adversidades dos SEPs, resultando em uma transformação relevante em sua forma de planejamento, operação e controle a partir de uma maior integração dos equipamentos da rede, com destaque para medição, automação, comunicação, geração distribuída e novas arquiteturas para distribuição de energia (BERNARDON et al., 2015).

Segundo Yingdan e Xin (2013), as REIs são um sistema grande e complexo de engenharia, que abrange todas as etapas desde a geração até a distribuição de energia elétrica. A consequência disso é uma cooperação entre múltiplas partes na implementação das REIs, conforme mostrado na Figura 6.

Figura 6 – Partes interessadas nas redes elétricas inteligentes.

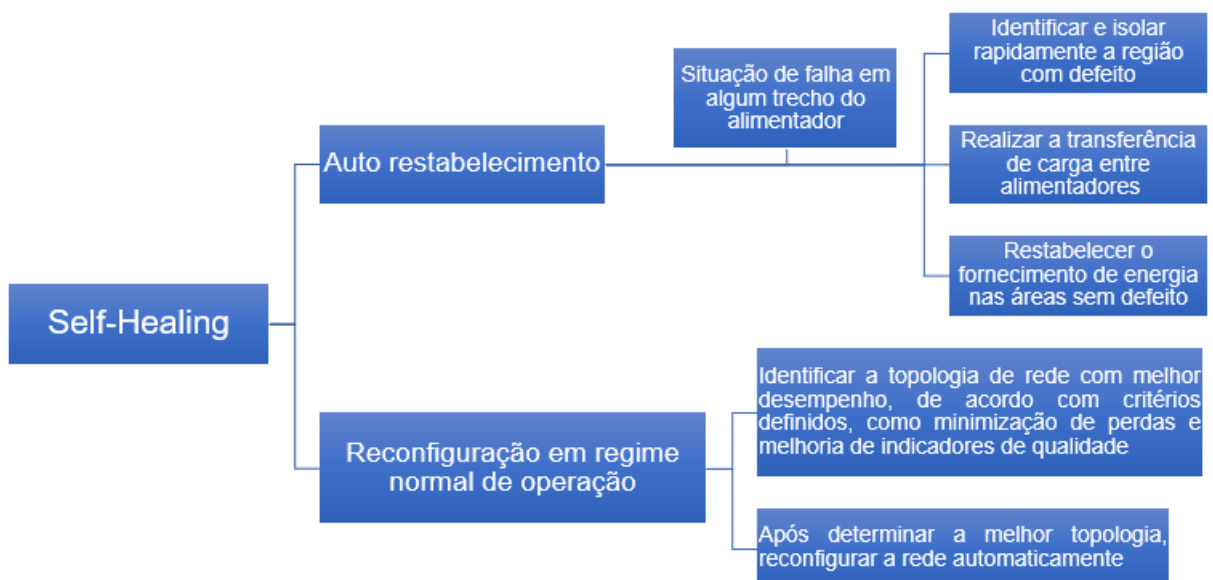


Fonte: Adaptado de Yingdan e Xin (2013, p. 2).

É importante ressaltar que a mudança rápida do estado das chaves só seria possível graças as redes elétrica inteligentes, pois são elas que permitem a automatização das redes a partir de dispositivos telecomandados.

De acordo com Bernardon et al. (2015), a reconfiguração automática das redes é uma das principais características das REIs, e pode ocorrer em duas situações: auto restabelecimento e reconfiguração automática em regime normal de operação. Na Figura 7 é possível observar os procedimentos que são realizados nas duas situações, onde o termo *self-healing* é utilizado para definir a combinação delas, que trabalhando em conjunto melhoram o fornecimento de energia às cargas do sistema.

Figura 7 – Processos automatizados de reconfiguração nas REI.



Fonte: Adaptado de Bernardon et al. (2015, p. 22).

## 2.2 RECONFIGURAÇÃO DE REDES

A ideia em torno dos conceitos de reconfiguração consiste no manuseamento de chaves nos sistemas de distribuição de energia elétrica, a fim de solucionar, reparar ou diminuir problemas existentes nas redes. Estes manuseios podem ter como objetivo, por exemplo, a diminuição de perdas de energia no sistema, a regulação dos níveis de tensão ou a continuidade do fornecimento a partir do remanejamento de cargas, isolando áreas com problemas no fornecimento das regiões sem defeitos, mantendo o menor número possível de consumidores desenergizados.

### 2.2.1 Primeiros estudos

Diversos autores propuseram estudos sobre reconfiguração de redes, desenvolvendo metodologias para a sua utilização afim de melhorar e otimizar o funcionamento das RDs. Apesar do desenvolvimento dessas metodologias não fazer parte do escopo deste trabalho, é indispensável citar alguns autores pioneiros nos estudos sobre o assunto.

O pioneirismo no estudo sobre o tema foi dos autores Merlin e Back, no ano de 1975. Em seus métodos, baseados em algoritmos heurísticos, observaram-se algumas das melhorias que estratégias de reconfigurações podem trazer aos sistemas elétricos, como diminuição das perdas elétricas a partir do balanceamento de cargas nos alimentadores e o prolongamento da necessidade de expansão nas RDs, uma vez que a partir da reconfiguração são aumentados os limites de fluxo de potência que a rede é capaz de atender (MERLIN;BACK,1975 apud BUENO, 2005).

A metodologia de Merlin e Back foi aprimorada por Shirmohammadi e Hong em 1988, utilizando o método de soma de correntes baseado nas formulações básicas das leis de Kirchoff e ferramentas computacionais para as aberturas sequenciais de chaves. Esta técnica possuía robustez e convergência satisfatórias, além de uma modelagem de cargas mais adequada e um maior número de alimentadores (SHIRMOHAMMADI; HONG,1988).

Outra heurística de reconfigurações de redes muito importante, sendo a de maior relevância para este trabalho, é a proposta por Civanlar, Grainjer e Lee (1988), conhecida como *branch-exchange* (troca de ramos). Estes autores propuseram, como solução inicial, uma rede radial para o problema de reconfiguração. Nela, partindo-se de uma configuração radial, são feitos revezamentos de estados entre pares de chaves, sendo uma aberta e outra fechada, buscando a redução de perdas (OLIVEIRA, 2011). Resumidamente, quando uma chave do sistema está normalmente aberta (NA) as restantes estão normalmente fechadas (NF), sendo que estas alterações são feitas de forma conveniente, de modo a testar o sistema a cada alteração e manter a radialidade do sistema. A restrição do método quanto a radialidade dos alimentadores deve-se muito ao fato dos sistemas malhados não serem aconselháveis em RDs, em razão disso tornar a proteção dos sistemas mais complexa e dispendiosa, devido a exigência de uma quantidade muito maior de equipamentos para realizá-la, dificultando também as operações dos sistemas.

Posteriormente, uma metodologia inovadora de reconfiguração de redes a partir de redes neurais foi proposta por Kim, Ko e Jung (1993). Este método propôs estratégias para reconfigurar o alimentador, utilizando redes neurais artificiais com a capacidade de mapeamento. Estas redes determinam a topologia apropriada ao sistema e reduzem as perdas de acordo com a variação do padrão de carga. A estratégia de controle pode ser montada com base na topologia que é fornecida pelas redes neurais artificiais (KIM et al., 1993). Essa proposta foi muito importante para os estudos posteriores sobre o assunto.

## 2.2.2 Motivos para o uso de reconfiguração de redes

Segundo Pereira (2010), a reconfiguração dos sistemas de distribuição é uma importante ferramenta no que diz respeito à redução de perdas ativas do sistema, contribuindo também para a confiabilidade do mesmo, principalmente em períodos de grande exigência das RDs.

É importante lembrar que as RDs possuem diversos tipos de clientes dentro de seu sistema, como residenciais, comerciais e industriais, além dos clientes que possuem prioridade no fornecimento. Os diversos tipos de clientes consomem energia elétrica de diferentes formas em cada período do dia, e isso causa desbalanceamento nos alimentadores das redes de distribuição. Elas levam energia para estes clientes hegemonicamente a partir de configurações radiais, com um elevado número de derivações ou ramais que saem dos troncos principais, assim realizando o atendimento das cargas distribuídas em todo o sistema (BERNARDON et al., 2015).

Com base nessa característica das RDs, pode-se buscar a melhor topologia tendo em vista o balanceamento dos seus alimentadores, a partir de sua reconfiguração em regime normal de operação. Esta pode ser considerada uma das principais alternativas a serem utilizadas para redução de perdas e otimização das RDs, sendo que sua topologia pode ser alterada através da comutação de dispositivos de manobra ou de proteção, como chaves e religadores. Além disso, a reconfiguração em regime normal de operação pode ser utilizada para melhorar os níveis de tensão e os indicadores de qualidade e confiabilidade do serviço. Somando-se a isso, o avanço tecnológico que culminou em SEPs mais automatizados facilita a aplicação de estratégias de operação juntamente com as REIs, fazendo com que o remanejamento de chaves e equipamentos possa ser orientado a longas distâncias de forma telecomandada (PEGADO; RODRIGUEZ, 2018).

No trecho a seguir de Kagan e Oliveira (1998, p. 18), pode-se perceber a importância da implementação de boas estratégias de reconfiguração para evitar grandes desabastecimentos:

*As interrupções no fornecimento da energia são inevitáveis, quer seja para a execução de obras de expansão do sistema, para intervenções de manutenção preventiva em componentes da rede ou, então, pela atuação de um dispositivo de proteção em decorrência de um defeito. Em todos estes casos, deve-se dispor de um plano de manobras para reconfiguração do sistema, de forma a restringir ao mínimo a área a ser desenergizada, buscando-se restabelecer suprimento de energia para os consumidores localizados jusante desta área o mais rapidamente possível.*

Dito isto, é possível constatar que é de extrema importância o planejamento de uma boa estratégia de reconfiguração de redes de distribuição, não apenas visando a redução



de perdas, mas também a redução do tempo e frequências de desenergizações do sistema, fazendo com que os consumidores sejam menos prejudicados e as concessionárias não tenham muitos prejuízos com indicadores como a duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC) e a frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora (FEC).

Segundo Piftscher (2013), ocorrem alterações de topologia nas RDs a partir de sua reconfiguração em três situações. Em cada alteração, conseqüentemente, ocorrem variações nos diversos índices que definem o desempenho da rede, sendo que em todos os casos são realizadas aberturas e fechamentos de dispositivos de chaveamento e a transladação de carga entre os alimentadores. As situações em que ocorrem alterações na topologia das RDs são as seguintes:

- I. Contingências, para restabelecer o fornecimento de energia elétrica para os consumidores que não se encontram na região com defeito, isolando as faltas;
- II. Manutenções programadas, onde necessita-se a transferência de cargas consumidoras para outros alimentadores, afim de isolar regiões e realizar manutenções preventivas ou necessárias em determinado local da rede;
- III. Em condições normais de operação, quando a alteração de topologia é realizada com algum objetivo específico, como por exemplo, a redução das perdas de energia.

O foco deste trabalho consiste na diminuição das perdas de energia a partir da situação mostrada no item III. Essa redução ocorre devido a diminuição da corrente elétrica que circula nos alimentadores das novas topologias formadas reduzindo o seu aquecimento durante o transporte de energia, minimizando assim as perdas Joules decorrentes disso e ainda aumentando a vida útil dos condutores.

Dentro deste contexto, a instalação de chaves de manobras automatizadas e telecomandadas, possibilitada pelas REIs, traria inúmeros benefícios à automação dos alimentadores e à eficiência do sistema como um todo. A rápida troca de informações viabilizada pela unidade terminal remota (UTR<sup>1</sup>) pode fazer com que ocorram trocas de topologia da rede praticamente em tempo real, na constatação de sua necessidade devido a contingências ou para minimização de perdas. Um exemplo real de uma chave de manobra telecomandada por uma UTR pode ser observado na Figura 8 (MELLO, 2014).

---

<sup>1</sup>UTR é um dispositivo eletrônico que realiza a interface de objetos no mundo físico com sistemas de controle ou supervisórios, podendo transmitir dados por telemetria para um sistema mestre e utilizar mensagens do sistema de supervisão principal para controlar objetos.

Figura 8 – Chave trabalhando em conjunto com a UTR.



Fonte: Mello (2014, p. 68).

## 2.3 PERDAS NOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

As perdas constituem uma importante medida de eficiência dos setores elétricos. Segundo a ANEEL (2018), as perdas nos sistemas de distribuição de energia elétrica podem ser definidas como sendo a diferença entre a energia medida pelas distribuidoras nas unidades consumidores em relação à energia recebida dos agentes supridores. Essa diferença é separada em dois termos distintos: perdas técnicas e perdas não técnicas.

### 2.3.1 Perdas técnicas e perdas não técnicas

As perdas técnicas são inevitáveis e inerentes ao sistema, pois possuem relação com a dissipação de energia causada pela transformações de energia elétrica em energia térmica, por efeito Joule, nos componentes das RDs. Essa dissipação ocorre nos condutores (de acordo com sua resistência elétrica e comprimento), no núcleo de transformadores, nas perdas dielétricas, e nos mais diversos equipamentos que operam na RD (ANEEL, 2015).

As PTs são próprias dos sistemas de distribuição, o que significa que são mais uniformes se comparadas às PNTs. As concessionárias são as responsáveis por tomar medidas para a minimização e a adequação das PT às redes, para assim obter o custo mínimo geral dos SEPs. Deve-se ressaltar ainda que o sobrecarregamento dos alimentadores estabelece uma relação crescente de perdas ativas no sistema, pois elas aumentam em função do quadrado da corrente elétrica que percorre um condutor, resultando em perdas ativas maiores caso os condutores fiquem muito carregados durante grandes períodos de tempo (BERNARDON et al., 2015). De acordo com a LIMA (2018), apenas as perdas

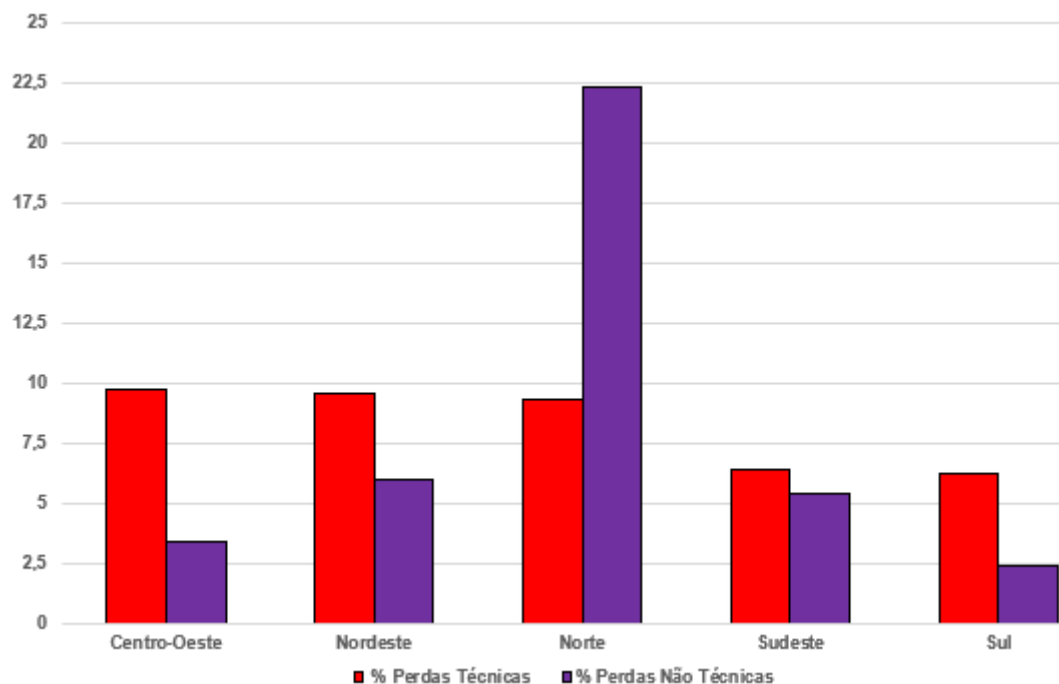
técnicas significaram 5% (R\$ 7,8 bilhões) das tarifas de distribuição no Brasil em 2016, considerando as perdas na rede básica e nas redes de distribuição.

As perdas não técnicas ocorrem principalmente por fraudes de energia, falhas na medição e erros de faturamento. Na maioria das vezes, estas perdas não são de responsabilidade da concessionária (QUEIROZ, 2010).

A ocorrência das PNTs é bastante influenciada pelas condições econômicas, culturais e sociais dos habitantes locais, fazendo com que as mesmas variem significativamente entre as concessionárias de regiões mais desenvolvidas e as de regiões menos desenvolvidas. Em áreas com baixos índices de qualidade de vida e desenvolvimento, as PNTs normalmente possuem um valor considerável sobre o total de perdas das redes (CASTRO; MIRANDA; VIEIRA, 2019).

Na Figura 9 pode-se observar dados percentuais obtidos sobre as perdas técnicas e não técnicas em relação à energia injetada, no ano de 2016, para várias regiões do Brasil.

Figura 9 – Perdas percentuais por região em relação a energia injetada em 2016.



Fonte: Adaptado de ANEEL (2019).

A Figura 9 reflete a uniformidade das PT e a grande variação das PNTs num país com grandes diferenças socioeconômicas, como é o caso do Brasil. Na região norte, uma das mais pobres do país, os índices de PNTs são muito maiores que nas outras regiões. Já a região nordeste, ainda que pouco desenvolvida, possui índices melhores para as PNTs em relação ao norte do país, porém os resultados ainda não são satisfatórios.

No sudeste, apesar do seu grande desenvolvimento frente a outras regiões, há uma

quantidade exorbitante de furtos de energia nas periferias, levando quase a equivalência das PNTs em relação as PTs na região. As regiões centro-oeste e sul, que possuem bons índices de desenvolvimento, apresentam baixos valores de PNTs, sendo os melhores índices do país nesse quesito.

### **2.3.2 Perdas elétricas no contexto das reconfigurações de redes**

As técnicas de reconfiguração em RDs permitem a alteração de cargas nos alimentadores através de esquemas de chaveamento, onde as chaves conectadas à linha operam de forma normalmente aberta ou normalmente fechada, sempre mantendo a radialidade do sistema. A consequência disso é a diminuição na corrente elétrica que circula nos alimentadores, o que leva a redução das perdas ôhmicas (ativas), pois sabe-se que essas perdas aumentam de acordo com o quadrado da corrente que circula nos alimentadores. As técnicas de reconfiguração podem ser uma ótima solução para minimização de perdas, uma vez que pode-se combinar configurações de chaveamentos de tal modo que seja possível escolher a que tem as menores perdas ativas em um sistema radial. (WANG; CHENG, 2008, apud GOIS, 2017).

De forma geral, pode-se então presumir que as perdas são reduzidas por reconfiguração de rede quando há a alteração dos estados das chaves seccionadoras das RDs primárias, assim surgindo um novo estado com menores perdas ôhmicas. Estas podem ser feitas a partir de ação remota em REIs utilizando sistemas inteligentes de automação ou por equipes locais que façam o remanejamento de chaves. Deve-se também levar em consideração o número de estados de chaves disponíveis no sistema, pois a combinação de estados e configurações existentes cresce de forma exponencial perante o número de chaves. Este fato pode ocasionar análises muito difíceis e complexas de reconfigurações de RDs como um todo, sendo árdua sua aplicabilidade em grande escala, restringindo-se este tipo de estudo a aplicações em trechos-chave das RDs, onde pode-se obter maior redução de perdas com o menor número de manobras possíveis (BUENO, 2005).

### **2.3.3 Características de curva de carga típica**

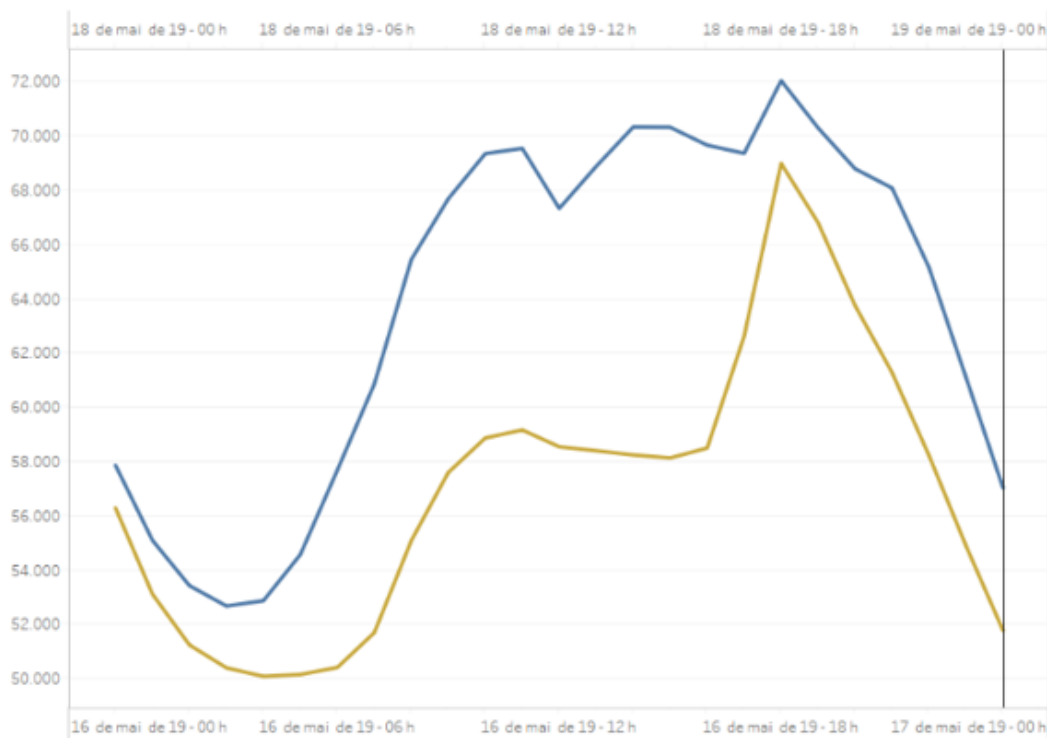
Os critérios de análise de cargas consumidoras em um SEP variam de acordo com inúmeras características típicas e, a partir disso, pode-se classificar esses consumidores em diferentes grupos. Alguns destes critérios são: localização geográfica, dependência de energia elétrica, tarifação, tensão de fornecimento e finalidade para o uso da energia elétrica. Dentre estes, pode-se destacar a finalidade, a qual engloba quase todas as cargas em um sistema. Estas cargas podem ser residenciais, comerciais, industriais trifásicas,

rurais, municipais, governamentais e ainda de iluminação pública (KAGAN, 2010).

Em virtude das diferentes características de cargas que o sistema possui, as demandas energéticas sofrem grandes variações ao longo de cada hora do dia, obrigando o sistema a possuir uma maior robustez e flexibilidade para o suportá-las, principalmente em períodos de consumo mais elevado. A partir deste ponto de vista, a classificação de cargas é mais genérica, sendo majoritariamente dividida em cargas industriais, comerciais e residenciais, onde ocorre a alteração nas características de consumo durante as 24 horas do dia, entre dias da semana, finais de semana e feriados, e até mesmo em estações do ano como verão e inverno (SHENKMAN, 1990).

A Figura 10 mostra o monitoramento do comportamento do consumo feito pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), para exemplificar as diferenças existentes na demanda de energia em um dia de semana e em um dia do final de semana, englobando todos os tipos de consumidores. Em azul, observa-se a curva de demanda horária para uma quinta-feira e, em dourado, para um sábado.

Figura 10 – Curva típica do sistema elétrico nacional em dia de semana e de final de semana em maio (MWh).



Fonte: ONS (2019).

A partir dos dados da Figura 10, pode-se presumir que as cargas industriais são muito relevantes para o aumento da demanda média durante o dia em dias de semana, devido as suas características de alto consumo contínuo, principalmente durante manhã e

tarde. O que causa a elevação no carregamento dos alimentadores e maiores perdas no sistema nos dias da semana. Enquanto a curva que representa o final de semana, reflete quase que fielmente uma curva residencial.

Desta forma, é possível obter um embasamento para a modelagem de curvas de carga mais próximas da realidade para a utilização no decorrer deste trabalho, onde será levada em consideração a representação e característica de curva de carga durante um dia útil para consumidores residenciais e industriais.

## 2.4 OPENDSS

De acordo com a nota técnica da ANEEL nº 0057/2014–SRD/ANEEL de 11/06/2014, fica estabelecido o Open Distribution System Simulator (OpenDSS) como o *software* a ser empregado em estudos e cálculos de perdas em análises de fluxo de potência, através da metodologia de fluxo de carga. Essa decisão foi tomada devido às possibilidades de customização oferecidas pelo *software*, onde a partir de programação orientada a objeto, o usuário pode realizar inúmeros tipos de adaptações e modificações nos sistemas conforme suas necessidades. Esta possibilidade de customização se deve ao fato do OpenDSS ter sido elaborado em código aberto (*open source*). Além disso, ele é totalmente gratuito, não implicando quaisquer custos a ANEEL ou a qualquer empresa ou usuário que faça sua utilização (ANEEL, 2014). O manual do OpenDSS consta nas referências deste trabalho.

O OpenDSS apresenta como uma de suas principais características a possibilidade de executar simulações sequenciais no tempo e, conseqüentemente, permite análises para qualquer hora ou período do dia, para um ano inteiro, ou para períodos definidos de acordo com as preferências do usuário. Dentre os modos de solução presentes no programa, pode-se destacar os seguintes: estudo de fluxo de potência, o qual é dividido em modos instantâneo (*snapshot*), *duty cycle* (que percorre as curvas cadastradas seguindo um passo definido), diário e anual; análise dinâmica; análise harmônica; estudo de curto-circuito; análise de falta; entre outros (SEXAUER, 2012).

Outro recurso disponível no OpenDSS é a disponibilidade da interface *Component Object Model* (COM), que proporciona aos usuários a possibilidade de desenvolver simulações customizadas a partir de programas externos, viabilizando um novo leque de pesquisas e alternativas. Com essa interface, pode-se acionar o modo de soluções do OpenDSS de forma isenta a qualquer arquivo de texto fixo ou banco de dados que represente um circuito. Esse acionamento pode ser executado por uma diversidade de *softwares* utilizados tanto nos meios acadêmicos como nos meios profissionais. Entre os *softwares* mais conhecidos, destacam-se o *MS Excel Virtual Basic for Applications* (VBA), *MATrix LABORatory* (Matlab) e o *Python* (ANEEL, 2014).

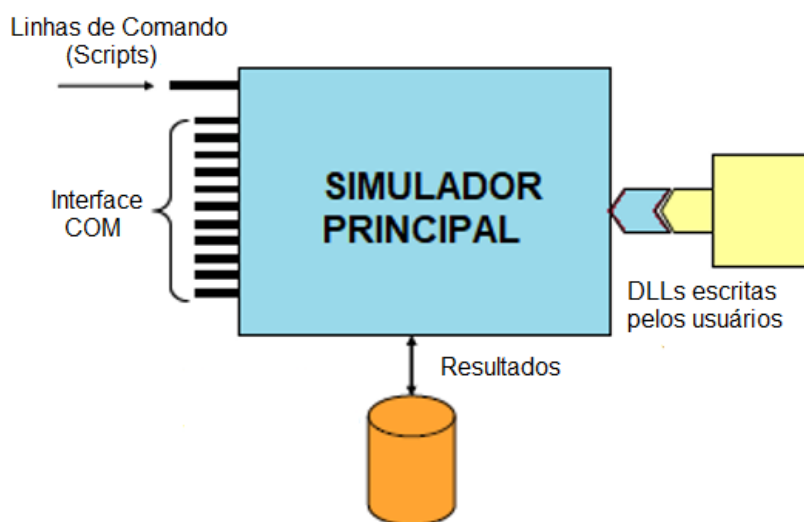
Todas as características já descritas tornam o OpenDSS uma ferramenta importante

para simulações, cálculos, análises de perdas nas RDs, uma vez que este permite a utilização de recursos externos mais sofisticados para exibição e análise de resultados, além da realização dos cálculos de modo iterativo para a estimação das PTs (ANEEL, 2014).

Normalmente são utilizados navegadores *type library browser* (TLB) para verificar as opções de comandos e interface COM do OpenDSS com os outros *softwares*. Uma TLB que pode ser facilmente acessada e utilizada é a fornecida pelo editor do VBA, no Excel, que contém os mais diversos comandos e opções de interface do OpenDSS. As funções de interface podem ser visualizadas no VBA adicionando-se no menu ferramentas a referência *OpenDSSEngine* e posteriormente utilizando a opção “pesquisador de objetos” para encontrar a referência adicionada dentro do VBA (SEXAUER, 2012).

Na Figura 11, podemos ver o mecanismo de simulação do *software*. O simulador principal é guiado pelos *scripts* (linhas de comando) que são escritos pelos usuários ou podem ter sua origem a partir de outros *softwares*. O simulador principal aceita interações com outros *softwares* a partir da interface COM que é disponibilizada, dando a estes programas acesso a todos os recursos presentes no OpenDSS e possibilitando que eles adicionem *scripts* à simulação. Usuários experientes em programação podem também escrever DLLs (*Dynamic Link Library*) de acordo com suas necessidades, para rotinas específicas ou para problemas mais complexos, sendo isso possível graças a característica do OpenDSS de ser feito em código aberto (DUGAN; MCDERMOTT, 2011).

Figura 11 – Mecanismo de funcionamento do simulador.



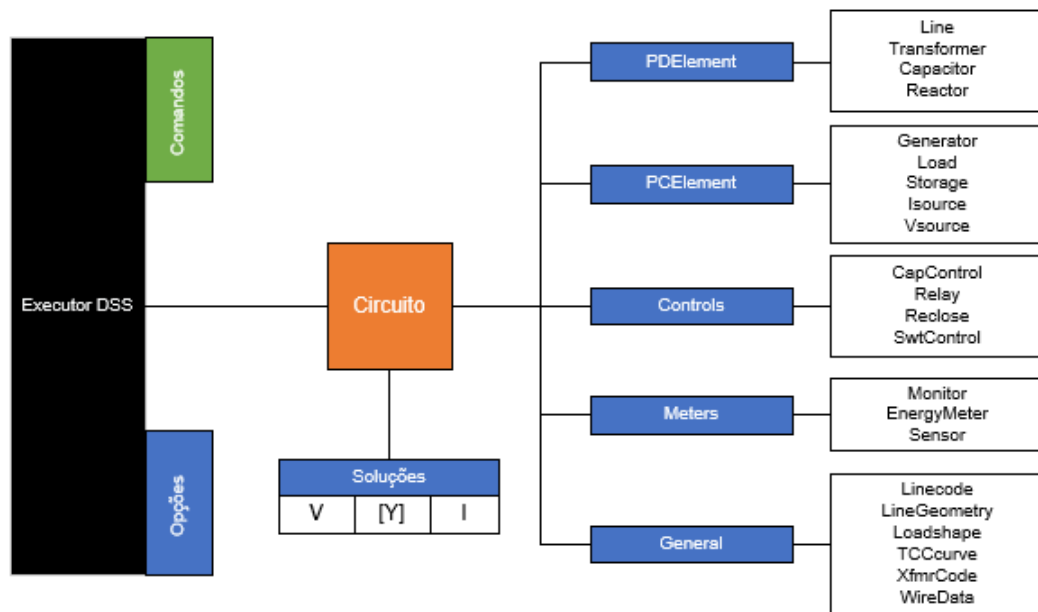
Fonte: Adaptado de Dugan, Montenegro e EPRI (2018, p. 16).

Esta estrutura possibilita aos usuários a criação de *loops* (laços) a partir de códigos externos, possibilidade esta que não é viável utilizando apenas a estrutura de programação do OpenDSS. Com a grande velocidade de processamento nos dias atuais, muitas modelagens e variações de simulação podem ser realizadas a partir da interface junto a

outros *softwares*, com um tempo de execução muito satisfatório (SEXAUER, 2012).

A arquitetura básica de funcionamento do OpenDSS está mostrada na Figura 12, onde pode-se observar uma hierarquia relativamente simples. A maior parte das interações com os dados externos é gerenciada pelo executor DSS, que processa o *script* principal de comandos até um certo ponto, e posteriormente, retorna e realiza procedimentos adicionais para cada classe de objeto adicional (DUGAN; MCDERMOTT, 2011).

Figura 12 – Arquitetura básica do OpenDSS.



Fonte: Adaptado de Dugan e McDermott (2011, p. 3).

De acordo com a Figura 12, a hierarquia abaixo do executor DSS é dominada pelo elemento circuito e suas respectivas soluções, onde este gerencia as cinco classes de objetos disponíveis e suas funções derivadas. Os *PD Elements* consistem nos elementos de entrega de energia, os *PC Elements* nos de conversão de energia, os *Controls Elements* nos de controle e os *Metering Elements* nos de medição de energia. Os *General Elements* compreendem fundamentos globais relacionados ao circuito, não se encaixando em uma classe de objeto específica.

A metodologia de solução do circuito segue diretamente uma série de equações de admitâncias nodais, onde a matriz admitância do sistema ( $Y$ ) está diretamente relacionada com as contribuições e valores de cada objeto de circuito criado pelo usuário, atualizando-se em *loop* de acordo com os modos de simulação e elementos do sistema. Cada objeto de circuito mantém o controle dos elementos que estão conectados nas barras e das funções cadastradas na simulação, e é a partir da robustez dessa estrutura orientada ao objeto do elemento circuito, que os usuários podem adicionar outras classes de elementos com poucas chances de quebrar a hierarquia existente (DUGAN; MCDERMOTT, 2011).



### 3 APLICAÇÃO DE METODOLOGIA DE RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM REGIME NORMAL DE OPERAÇÃO

Levando-se em consideração o conteúdo que foi abordado no capítulo 2 deste trabalho, esta unidade apresentará o método utilizado para o estudo de reconfiguração de redes e a forma de implementação nos *softwares*, formulando o problema e definindo a função objetivo (FO) e as restrições.

#### 3.1 APRESENTAÇÃO DO MÉTODO

Para introduzir o método que será utilizado, é importante que alguns conceitos e definições sejam explanados a fim de que seu entendimento seja facilitado. Este trabalho busca a implementação de um método de otimização básico, sem análises multicriteriais, onde diversos objetivos são definidos para análise em uma escala de preferências, incorporando-se métodos qualitativos e quantitativos para auxiliar no estabelecimento do melhor caso. O principal propósito é a utilização de apenas uma função objetivo e algumas restrições, a fim de observar os efeitos e resultados obtidos com a alteração de topologias em uma rede de distribuição base a partir dos *softwares* empregados, valendo-se das premissas básicas do método de reconfiguração de redes *branch-exchange*.

De acordo com Pfitscher (2013), o desempenho ótimo da rede, a partir de reconfiguração de redes, depende especialmente do número de objetivos que são estipulados para o problema especificado, onde o aumento desse número leva conseqüentemente ao aumento da complexidade do problema. A finalidade do processo de reconfiguração consiste em atingir resultados satisfatórios quanto aos objetivos especificados, sem que sejam violadas quaisquer restrições, sejam elas de operação, segurança ou de outras naturezas.

Alguns problemas de natureza real e prática também não são abordados neste trabalho, porém é importante que sejam ressaltados. O principal deles consiste na variação do consumo ao longo de vários dias, pois para este trabalho apenas um dia será avaliado nas análises, sendo que seu consumo será considerado como previsível, caracterizando modelo de estudo como determinístico baseado em dados empíricos de curvas de cargas pré-existentes. Isso faz com que a topologia com melhores resultados encontrada seja sempre o melhor caso, a não ser que ocorram mudanças na rede de distribuição que foi modelada para as análises.

Tendo isto em vista, deve-se garantir que ocorram melhoras significativas no desempenho da rede a partir das reconfigurações, uma vez que será trabalhado um caso de baixa complexidade. A frequência das reconfigurações e o número de manobras que são realizadas a cada mudança de topologia não devem ser muito altas, a fim de limitar

o desgaste dos equipamentos de manobra, levando em consideração que em casos reais é inviável a execução de manobras a todo momento. Em vista disso, são feitas análises diárias e das reconfigurações por patamar de carga, sendo que duas condições devem ser atendidas para que a solução encontrada seja satisfatória: melhora nos índices da função objetivo estabelecida e a não violação das restrições definidas.

O fornecimento de energia sempre deve ser mantido como prioridade no processo de reconfiguração, de modo que é necessário garantir que a configuração mais satisfatória não interfira no fornecimento, violando normas vigentes em relação aos sistemas de distribuição de energia, além de garantir que cargas não fiquem desenergizadas em caso de contingência de uma fonte de alimentação. Caso contrário, haverá a necessidade de novos estudos ou a utilização de outras topologias para o caso em questão (FERREIRA, 2010 apud MELLO, 2014).

### 3.2 FUNÇÃO OBJETIVO E RESTRIÇÕES

A função objetivo (FO) pode ser definida como um indicador previamente estabelecido, ao qual podem pertencer um ou mais critérios, de modo que processos são montados de forma subordinada a eles com o objetivo de minimizar o valor da FO. Neste trabalho apenas um critério será avaliado, porém em análises multicriteriais, a FO é representada muitas vezes numericamente, onde se atribuem diversos critérios com seus respectivos pesos de prioridade, possibilitando métodos comparativos de acordo com os valores retornados. De acordo com Kagan e De Oliveira (1998), é intrínseca e situacional a definição das prioridades e dos critérios para a FO, tendo em vista que cada estudo de caso merece uma análise particular das prioridades que deverão ser impostos.

Normalmente o critério mais adotado para a FO em problemas relacionados à reconfiguração de redes é a de redução das perdas técnicas do sistema. Entretanto, em análises multicriteriais vários outros critérios também podem ser adotadas, como por exemplo, a minimização da frequência de interrupções no fornecimento, minimização do período de tempo em que os consumidores ficam desenergizados em interrupções no fornecimento, minimização do número de chaves manobradas em cada reconfiguração e melhoramento nos níveis de tensão (BERNARDON et al., 2015).

A FO adotada é submissa às restrições impostas de acordo com as normas vigentes de operação. As restrições aplicadas ao estudo podem ser caracterizadas como condições limitantes que viabilizam (ou não) que a solução encontrada para o método de reconfiguração é viável e pode ser aplicada. Pode-se destacar que a preservação da radialidade dos alimentadores, a não violação dos níveis de tensão admissível, e as operações sem sobrecarga nas redes e equipamentos da RD, normalmente definem algumas das restrições mais adotadas nos estudos de reconfiguração (PFITSCHER, 2013).

Apesar de não serem tratados neste trabalho, outra consideração que pode ser feita em relação as restrições é quanto aos mecanismos de proteção e operação das redes de distribuição. Nos estudos de reconfiguração de redes também não podem ser violados os ajustes de atuação destes dispositivos, que variam de acordo com a topologia da rede, fazendo com que haja variações em restrições adotadas de acordo com a topologia adotada (FERREIRA, 2010).

Em conformidade ao que foi abordado, são adotadas as seguintes função objetivo e restrições para o estudo:

### **Função Objetivo**

- Minimização de perdas elétricas na rede primária.

$$FO : \min E_{\text{perdas}} \quad (3.1)$$

### **Restrições**

- Não permitir a violação dos níveis mínimos e máximos admissíveis de tensão, estabelecidos pelo módulo 8 do PRODIST;
- Manter a radialidade dos alimentadores;
- Evitar a sobrecarga dos alimentadores e elementos da RD.

A FO adotada define o objetivo do estudo de reconfiguração de redes, que neste caso, é a minimização de perdas elétrica na rede primária de uma RD. Isto será feito a partir da alteração de topologias em um estudo de caso, buscando-se a configuração que apresenta menor valor total e proporcional de perdas técnicas.

Quanto a restrição de radialidade dos alimentadores da RD, ela será garantida pelo método que será trabalhado e também pela técnica que será utilizada nas simulações, devido a alteração simultânea do estado em pares de chaveamento (quando uma abre, outra fecha). Em nenhum momento será avaliada a possibilidade de mais de uma rota energizada entre os consumidores e a subestação que os alimenta.

Já para as restrições de sobrecargas e limites de tensão, elas são avaliadas no estudo de caso de acordo com as possibilidades de seu levantamento no OpenDSS, para o estudo proposto. Isso foi feito a partir da obtenção dos arquivos que demonstram a ocorrência de sobrecarga nos elementos do sistemas e definindo os níveis mínimos e máximos de tensão de atendimento dentro do software para as cargas implementadas.

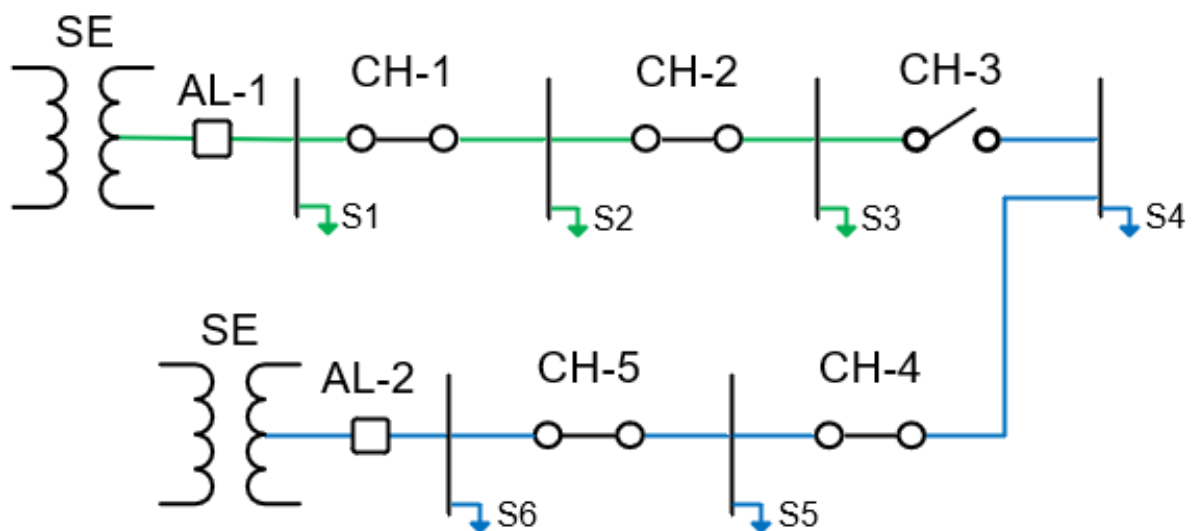
### 3.3 MÉTODO UTILIZADO

O método utilizado neste trabalho para a reconfiguração de redes tem como base as premissas do método de troca de ramos (*Branch Exchange*) e a realização das análises de interligações de chaves é baseada na que é utilizada no livro de Bernardon et al. (2015) e nos trabalhos de Pfitscher (2013) e Mello (2014), priorizando a redução de perdas elétricas.

A utilização desse método depende da radialidade dos alimentadores da RD e, conseqüentemente, condiciona essa circunstância como restrição. A partir da distribuição de chaves na RD analisada, o método fundamenta-se na alternância da abertura e fechamento das chaves de forma sucessiva, formando-se novas topologias a cada configuração, de modo que é feita a verificação da redução da FO a cada iteração em busca de novas soluções. Este processo é contínuo até que nenhuma evolução aconteça (BERNARDON et al., 2015).

Na Figura 13, observa-se uma rede bastante simples, em regime normal de operação, com cinco chaves e algumas cargas distribuídas abastecidas por dois alimentadores.

Figura 13 – Rede de distribuição simples com 5 chaves posicionadas.

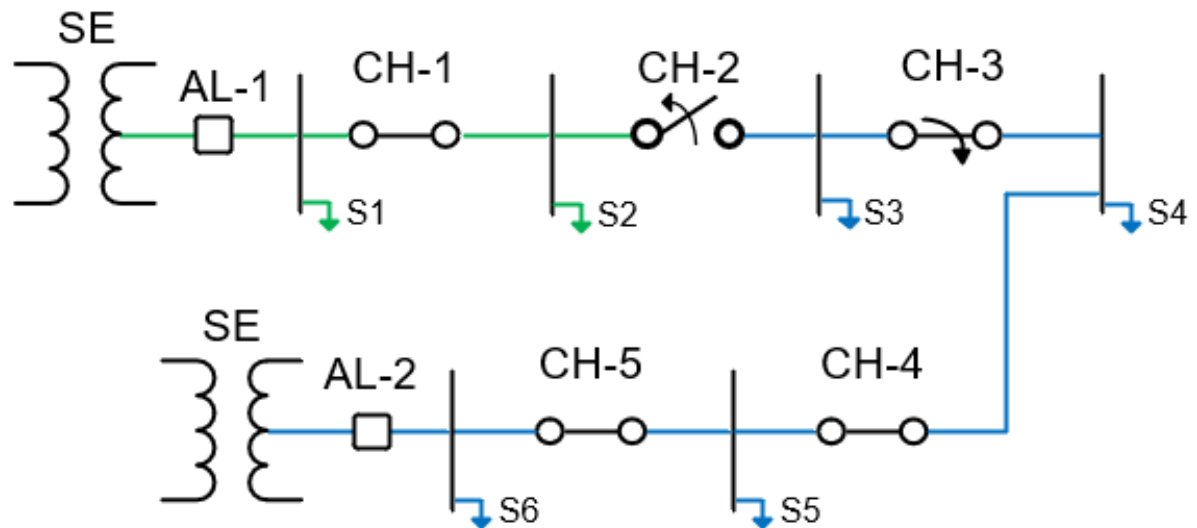


Fonte: Autor (2019).

São realizados os cálculos dos indicadores e características do sistema em regime normal de operação, para o exemplo mostrado na Figura 13. Nesse caso, há um sistema em que cada alimentador supre a demanda de 3 cargas, onde a CH-3 está normalmente aberta (NA) e as chaves restantes estão normalmente fechadas (NF), sendo a CH-3 denominada chave de interligação. Após o levantamento de dados, ocorre a primeira reconfiguração do sistema, abrindo-se a primeira chave a montante da chave NA em direção a qualquer um dos alimentadores envolvidos de forma aleatória, como pode-se verificar na

Figura 14.

Figura 14 – Primeira alteração de topologia realizada na RD.

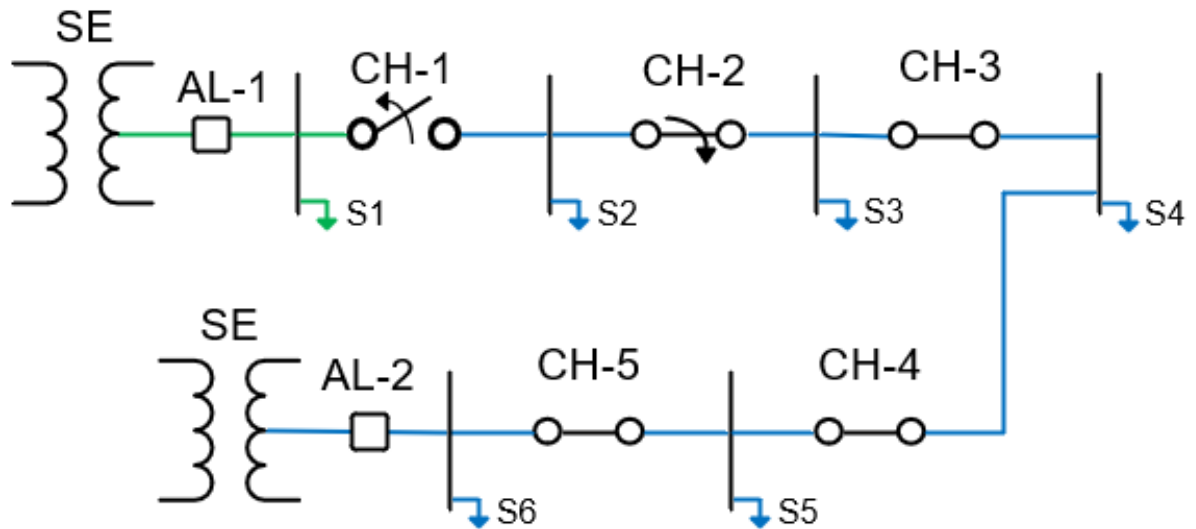


Fonte: Autor (2019).

O procedimento que ocorre na Figura 14 consiste na alteração do estado da chave de interligação CH-3 de NA para NF e na abertura de uma de suas chaves vizinhas, que nesse caso foi a CH-2. Ressalta-se que há um breve momento de paralelismo na abertura e fechamento das chaves, onde primeiro é feito o fechamento da chave NA e posteriormente é feita a abertura chave NF. A partir disso, a rede ganha uma nova topologia e já podem ser realizados os cálculos dos indicadores que forem necessários, nesse caso as perdas elétricas. A partir disso, têm-se dois resultados possíveis: a melhora ou a piora dos indicadores definidos na FO.

Em caso de melhora dos indicadores, os valores obtidos são armazenados para comparações futuras e deve-se continuar a realização dos testes, mantendo a orientação em que ele está sendo feito, onde nesse caso é em direção a AL-1. Abre-se a primeira chave NF a montante da chave NA atual, em direção a AL-1 (CH-1), e muda-se para NF a chave NA atual (CH-2) como mostrado na Figura 15. Novamente, têm-se dois resultados possíveis, sendo que a melhora dos indicadores leva à escolha da nova configuração e a piora encerraria o procedimento, definindo a topologia anterior como a mais satisfatória dentro da FO estabelecida na direção em que o teste foi realizado. O procedimento também é encerrado quando não existirem mais chaves NF para a sua continuação.

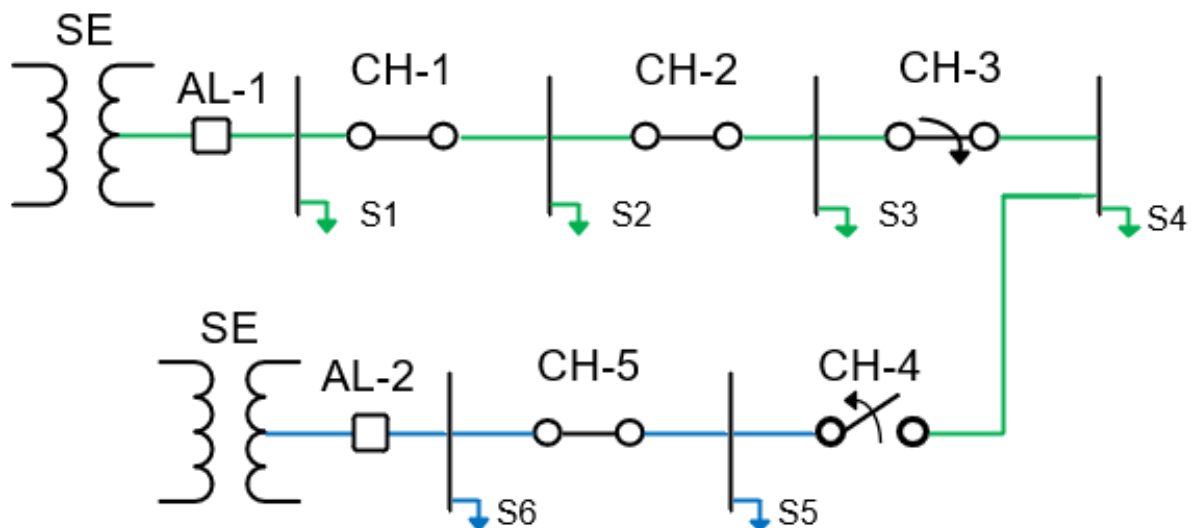
Figura 15 – Segunda reconfiguração em direção a AL-1.



Fonte: Autor (2019).

A partir do encerramento do teste anterior parte-se para outro ensaio, retornando para a configuração original da RD com a chave de interligação CH-3 NA e dessa vez prossegue-se o teste em direção a AL-2, conforme mostrado na Figura 16.

Figura 16 – Primeira reconfiguração em direção ao segundo alimentador.



Fonte: Autor (2019).

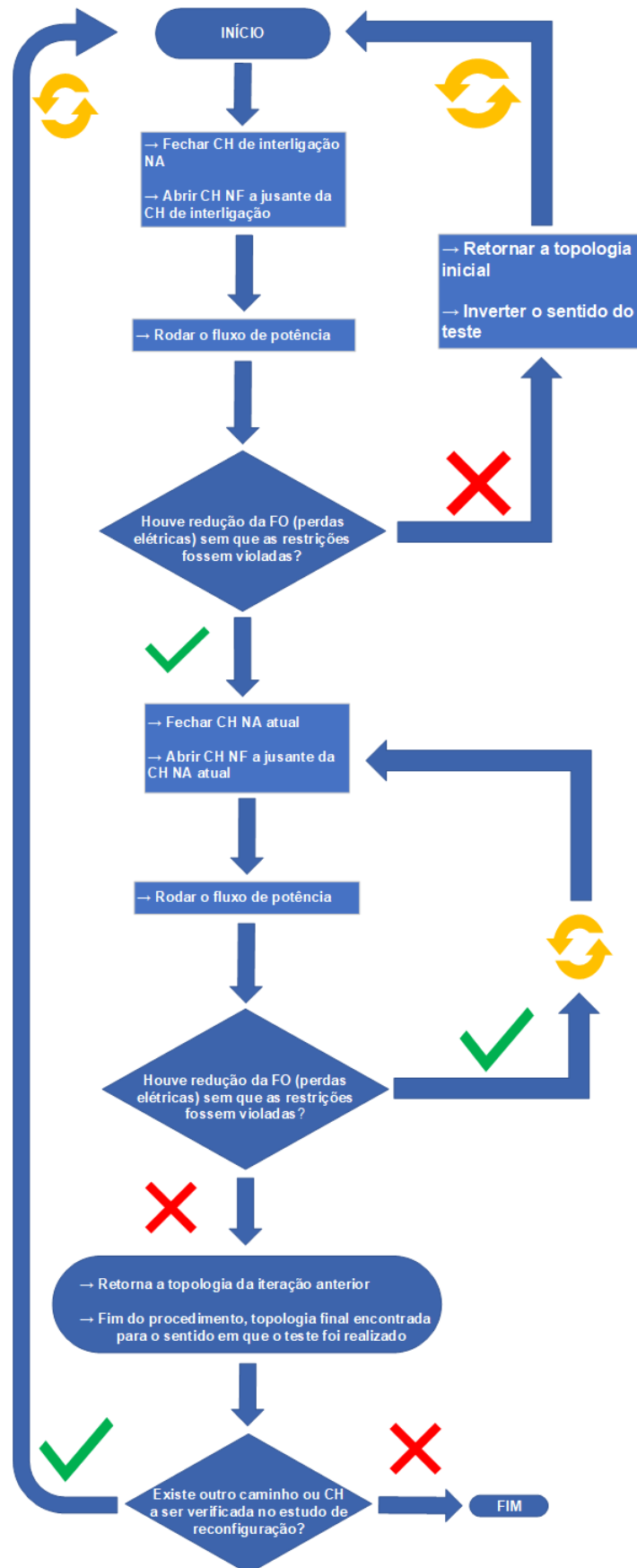
Como pode-se observar na Figura 16, agora a orientação do teste é da chave de interligação CH-3 em direção a AL-2. A chave de interligação NA é fechada e a primeira chave a montante dela em direção ao segundo alimentador (CH-4) que era NF passa a ser NA. Assim, o cálculo do fluxo de potência é efetuado e são realizadas as análises

quanto a melhora ou a piora dos indicadores da FO na nova topologia. Em caso de melhora, prossegue-se os testes em direção a CH-5, e em caso de piora dos indicadores ou violações das restrições o procedimento é encerrado.

De maneira geral, o procedimento é encerrado em três situações: não melhoria dos indicadores, a violação das restrições impostas ou a não existências de mais chaves NF no sistema para a continuação dos testes. O procedimento é genérico e pode ser realizado em diversos sistemas, necessitando sempre da existência de mais de um alimentador radialmente estruturado e partindo sempre da configuração original da RD associada uma chave de interligação NA aleatoriamente escolhida (BERNARDON et al., 2015).

O diagrama de blocos mostrado na Figura 17 ilustra de forma resumida os processos que são feitos no método de reconfiguração utilizado.

Figura 17 – Fluxograma resumo do método de reconfiguração utilizado.



Fonte: Adaptado de Pfitscher (2013, p. 68).



### 3.3.1 Curvas típicas utilizadas no método

Foram abordadas na Subseção 2.3.3 algumas das características do consumo de energia no Brasil. Tais características não devem ser ignoradas nas modelagens de curvas de carga, pois modificam consideravelmente os resultados obtidos nos cálculos de fluxo de potência, principalmente em períodos de maior consumo. Considerando essas características e permitindo a flexibilização de utilizar variáveis de consumo de diversas naturezas, como dia de semana ou fim de semana, estação do ano e principalmente horários diferenciados, são utilizados dados históricos e empíricos para a modelagem de curvas comuns a estes de acordo com suas particularidades (MELLO, 2014).

Considerando o método visto até aqui neste trabalho, é necessário definir uma curva típica de carga para sua utilização, a qual tem seu formato relativamente padronizado de acordo com os dados históricos que se têm sobre o uso de energia da população. São utilizadas curvas de carga em que a demanda varia a cada horário, de acordo com as características do consumidor de energia.

Os estudos realizados consideram o consumo a cada hora do dia, de acordo com as curvas que serão adotadas. Em cada horário, pode-se ter uma configuração mais apropriada pra rede que for proposta, entretanto, não é viável a realização de um alto número de reconfigurações durante o dia. Então, foram realizadas análises diárias de reconfigurações por patamar de carga.

As análises diárias realizam o levantamento de perdas elétricas considerando as 24 horas do dia para o sistema modelado, sem reconfiguração. Porém, são realizadas trocas no estado das chaves posicionadas nos alimentadores a cada simulação, para se obter a topologia com menos perdas considerando seu somatório durante as 24 horas do dia. Assim, é possível adquirir a configuração com menos perdas sem reconfiguração, porém com os seus consumidores abastecidos radialmente por mais de uma fonte. Essa análise também é realizada para a avaliação das perdas elétricas nos casos em que o sistema é alimentado radialmente por apenas uma fonte, sem possibilidades de chaveamentos ou transferências de carga.

A realização da análise por patamar normalmente é a partir da discretização das curvas de demanda dos alimentadores, para assim evitar um grande número de simulações. Porém neste trabalho serão utilizados os mesmos valores de demanda a cada hora usados nas análises diárias, pois os estudos realizados não possuem complexabilidade muito elevada. Quando feita a discretização da curva por patamar de carga, basicamente são definidos períodos do dia onde não ocorrem grandes variações no consumo de energia, e para esses períodos é considerado o maior valor de potência consumida como a quantia demandada em todo o período de tempo referente ao patamar, assim discretizando a curva através dos patamares existentes. Quando a discretização é feita, deve-se

ter cuidado para não haver mudanças bruscas de consumo no mesmo patamar, o que pode acarretar em análises precipitadas e errôneas. As cargas nas horas definidas para um patamar devem ter sempre valores semelhantes, a fim evitar este tipo de problema (BERNARDON et al., 2015).

Na análise de reconfigurações por patamar, o sistema é reconfigurado a partir da alteração no estado de chaves a cada troca de patamar, para a avaliação dos índices estipulados na FO. Quanto maior o número de patamares, maior o número de soluções para o caso estudado, e também maior o número de topologias que podem ser encontradas para a redução de perdas.

Neste trabalho são utilizadas cargas industriais e residenciais em dias de semana, sem discretização, para a realização das análises. Houve o emprego de quatro patamares de carga para a realização das rotinas de reconfiguração, separados em madrugada, manhã e tarde, horário de pico (entre final da tarde e começo da noite) e final da noite, conforme mostrado na Tabela 1. Isso significa que, durante o horário estipulado, o sistema permanece em apenas uma topologia e, no patamar seguinte, há alterações de topologia para a análise das mudanças nas perdas do sistema.

Tabela 1 – Patamares de acordo com o tipo de consumo.

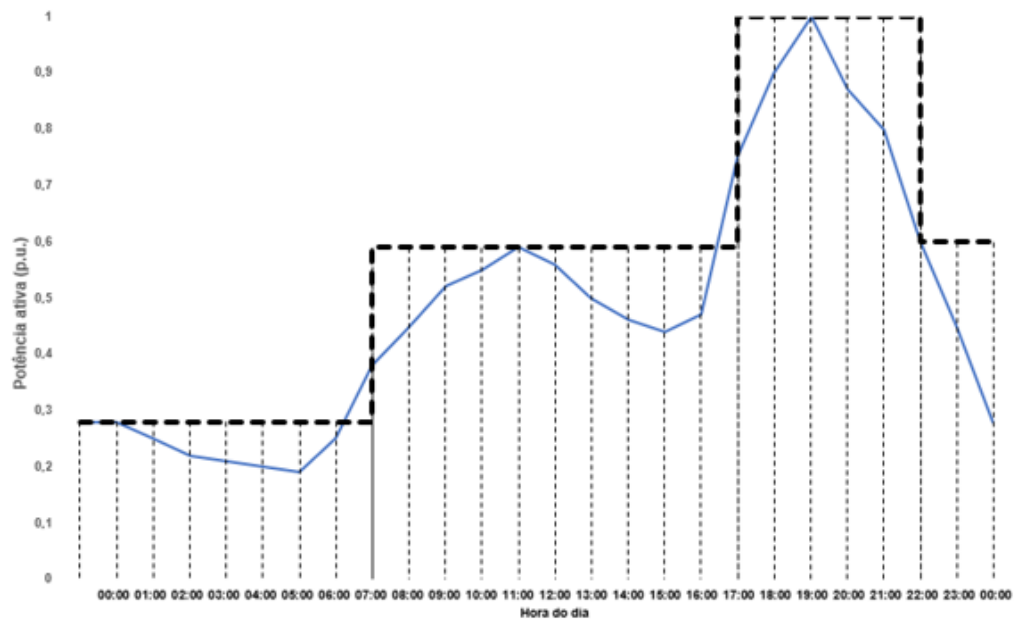
Patamar	Horário	Tipo de consumo	
		Residencial	Industrial
1	0h às 6h59min	Leve	Leve
2	7h às 16h59min	Médio	Pesado
3	17h às 21h59min	Pesado	Médio
4	22h às 23h59min	Médio	Leve

Fonte: Adaptado de Bernardon et al. (2015, p. 68).

O mês de maio, por ser um mês relativamente homogêneo, serviu como base para a modelagem das curvas utilizadas neste trabalho. Sua curva de carga para um dia típico no ano de 2019, obtida no site da ONS, foi mostrada na Figura 10.

A Figura 18 mostra os valores empregados para as cargas tipicamente residenciais hora a hora (azul) em dia de semana. O tracejado em preto mostra os patamares que seriam utilizados nesse caso.

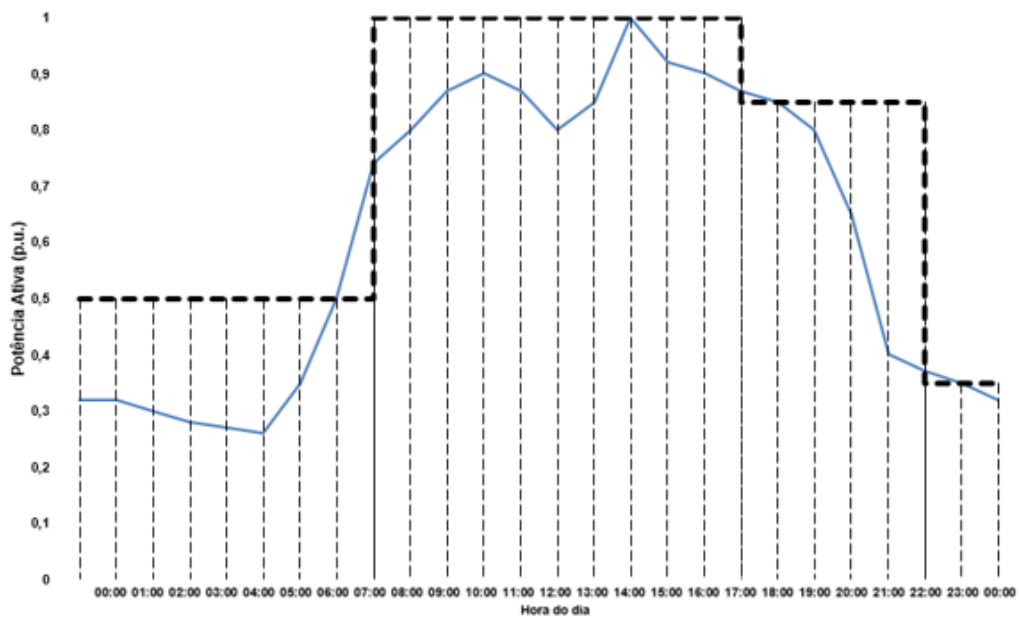
Figura 18 – Curva típica de consumidor residencial em dia de semana utilizada.



Fonte: Autor (2019).

Pode-se observar na Figura 19 a curva de carga tipicamente industrial em dias de semana que será utilizada. A característica dos consumidores industriais é bem diferente em relação aos residenciais, pois durante o período das 8 horas até às 17 horas, o consumo é bastante elevado e constante, diferente das cargas residenciais que possuem consumo elevado predominantemente ao final da tarde e no início da noite.

Figura 19 – Curva de carga tipicamente industrial utilizada.



Fonte: Autor (2019).

Ressalta-se que o tracejado da discretização dos patamares foi demonstrados apenas para dar uma melhor abordagem sobre o tema, pois as curvas discretizadas não foram utilizadas nas análises e simulações feitas neste trabalho.

Após a definição das curvas de carga que foram aplicadas aos consumidores, foram feitos os estudos das perdas de energia a partir de uma rede de distribuição que será definida no estudo de caso e implementada no OpenDSS.

### 3.4 IMPLEMENTAÇÃO DO MÉTODO NO OPENDSS ASSOCIADO AO MATLAB

Para explanar a implementação do método nos *softwares*, o primeiro ponto a ser levantado é a forma em que os dois trabalham juntos. Basicamente, o OpenDSS funciona como *software* principal, onde todo o circuito (RD) é cadastrado. Todos os comandos utilizados que causam alterações na rede são comandos existentes na biblioteca do OpenDSS. Nesse contexto, o *software* Matlab serve como suporte e compilador, desempenhando funções que o OpenDSS não é capaz de realizar singularmente ou atuando como um facilitador nas simulações, podendo-se alterar de forma mais rápida e eficaz funções existentes no OpenDSS. Para isso, deve-se localizar a biblioteca que contém os comandos que possibilitam a interface COM e a utilização de comandos do OpenDSS dentro do Matlab. Essa biblioteca pode ser encontrada acessando o menu do VBA dentro do Excel.

#### 3.4.1 Utilização do OpenDSS

A primeira atividade realizada consistiu na definição e modelagem do sistema que foi utilizado, seguida do cadastramento no OpenDSS dos equipamentos e demais parâmetros essenciais para que o *software* trabalhe corretamente. Sendo assim, após a criação de um novo circuito no *software*, devem ser feitos o cadastro dos elementos PD como linhas e transformadores, elementos PC, como fontes de tensão, geradores e cargas e elementos gerais, como parâmetros das linhas (*linecodes*), geometrias das linhas e curvas de carga. No Apêndice A deste trabalho é possível verificar os comandos para a adição dos principais elementos no OpenDSS.

A ordem de modelagem do sistema começa pela criação de um circuito, que funciona como uma fonte de tensão, onde é definida a magnitude de tensão de fornecimento, primeira barra do sistema e potências de curto circuito. Para este trabalho, foram utilizadas duas fontes tensão, sendo que os parâmetros da segunda são iguais aos definidos para o circuito (primeira fonte de tensão), para obter a energia injetada separadamente nos alimentadores radiais do sistema, o que não seria viável em caso de subestação única. Posteriormente, é realizado o cadastramento no *software* dos transformadores, linhas, pa-

râmetros das linhas, cargas, curvas de carga e demais elementos.

As curvas de carga podem ser cadastradas no *software* definindo o seu número de pontos, podendo-se cadastrar tantas curvas quanto forem necessárias, sendo importadas para a simulação a partir de arquivos texto externos. O número de pontos definidos para as curvas no *software* deve ser o mesmo número de pontos cadastrados nos arquivos texto. Estes arquivos também podem ser chamados de *Demand Interval Files* (DI) e as curvas de carga dentro do OpenDSS são chamadas de *loadshapes*. As curvas cadastradas neste trabalho são as mostradas nas Figuras 18 e 19. Após o cadastramento das curvas, as cargas existentes podem usar seus dados para definir a sua característica de consumo. Basicamente, é associada a cada carga inserida no circuito uma das curvas que foram registradas, de acordo com o seu tipo de funcionamento. Posteriormente, são adicionados os elementos de controle, medição e modos de simulação ao circuito modelado. Os elementos de controle utilizados neste trabalho são os reguladores de tensão e as chaves.

O chaveamento pode ser feito de duas formas: 1) abrindo e fechando linhas, fazendo com que as mesmas funcionem como chaves ou 2) a partir da utilização do comando *New SwtControl* para colocação de chaves em linhas específicas. As duas formas funcionam e podem ser realizadas de forma manual dentro do ambiente do OpenDSS. Todavia, só é possível fazer a automatização ou o controle para que os elementos chaveados mudem de estado na mesma simulação, a partir da interface com *softwares* que permitam a utilização de laços, dependendo do modo de simulação escolhido para análise. A partir de *softwares* externos também é possível realizar o controle manual de chaves de forma mais rápida e eficiente, já que a navegação na tela de comandos do OpenDSS pode ser confusa e demorada quando estamos lidando com muitos dados. Os comandos que se referem aos chaveamentos e suas respectivas ações podem ser visualizados na Tabela 2.

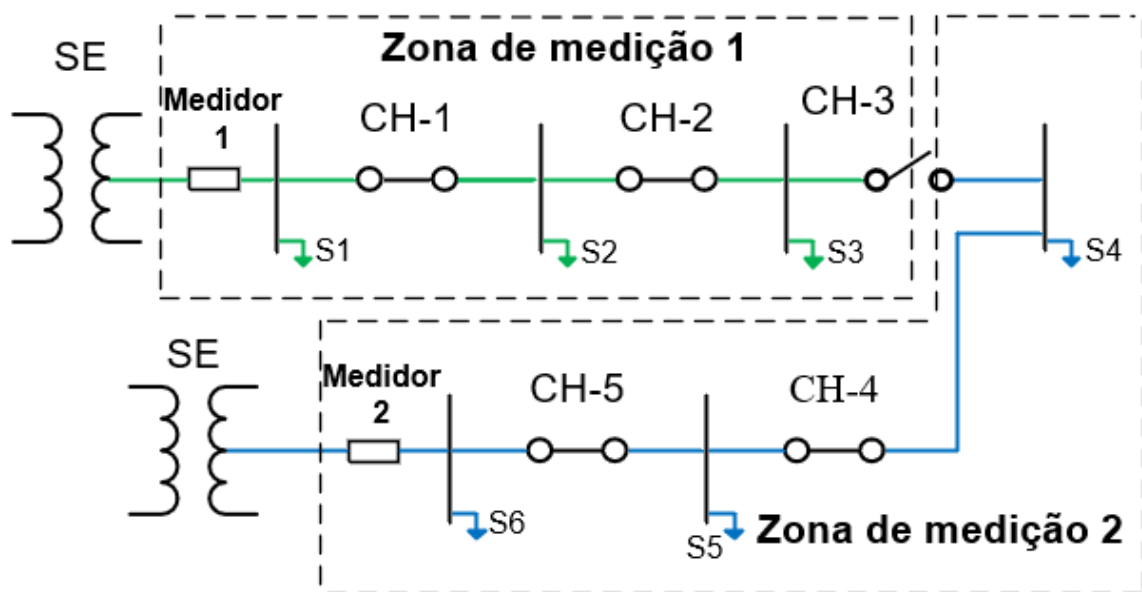
Tabela 2 – Comandos de chaveamento utilizados no OpenDSS.

Comando Principal	Comando de Ação	Ação
New Line	Open line. {nome da linha}	Abre a linha especificada. Funciona basicamente como uma chave.
New SwtControl	Action = {Open   Close}	Controla a chave, abrindo ou fechando.
	Normal= {Open   Closed}	Determina o estado normal da chave, sem a ação de controle.
	State = {Open   Closed}	Força o estado da chave, ignorando as ações de controle.
	SwitchedObj. {nome do elemento}	Nome do elemento em que a chave irá operar. É necessário especificar a classe do objeto e o nome.
	Enabled= {Yes   No}	Habilita ou desabilita o comando principal no circuito.

Fonte: Adaptado de EPRI, OpenDSS (2008).

Tratando-se da medição, ela é realizada principalmente pelos medidores e monitores alocados no sistema. Os medidores são colocados de forma estratégica, geralmente na primeira linha, próximo a subestação que comporta um sistema radial, extraindo resultados como perdas, ocorrências de sobrecargas, atendimentos de cargas em sub ou sobretensões, energia consumida pelo trecho observado pelo medidor, e várias outras informações que são fornecidas. Na Figura 20 pode-se observar a área de abrangência de um medidor de energia no OpenDSS.

Figura 20 – Demonstração do alcance dos medidores no OpenDSS.



Fonte: Autor (2019).

Conforme pode-se observar na Figura 20, cada configuração radial do sistema precisa, necessariamente, de um medidor de energia, uma vez que este mede da subestação em direção ao consumo. Neste caso têm-se dois medidores, pois são duas configurações radiais.

Além disso, existe o medidor global do sistema, que exporta as informações gerais em relação a energia automaticamente após cada simulação, permitindo então a verificação e comparação dos resultados dos medidores individuais com os resultados globais. Isso pode ser feito, pois a soma dos resultados obtidos em relação ao consumo nos medidores individuais deve ser igual ao resultado obtido para o consumo no medidor global, levando-se em consideração a mesma simulação.

Já os monitores extraem parâmetros individualmente, como tensão, corrente e potência em elementos específicos no sistema como geradores, linhas, transformadores e cargas. Eles são fixados diretamente nos equipamentos, podendo-se colocar quantos forem necessários no sistema, sendo que sempre deve ser especificado o parâmetro que o

medidor deve fornecer informações.

Feitas as etapas de modelagem da rede de distribuição, controle e medição, podem ser realizadas as simulações e a extração de dados a partir de análises diárias ou com reconfigurações manuais, de acordo com o período e hora do dia. A exportação dos resultados obtidos nas simulações do OpenDSS para arquivos de padrão *csv* pode ser realizada pelo menu do *software* ou a partir dos comandos de exportação. É possível abrir os arquivos exportados padrão *csv* para a análise de resultados no Excel, onde podem ser feitas as devidas alterações, que são necessárias para que seja possível a leitura dos dados.

Quanto ao modo de simulação, neste trabalho foi utilizado o modo de simulação diário, e definido o tempo como modo de controle. Para isso, foram estipulados a hora, o passo de simulação e a sincronização do início da simulação com os intervalos da curvas de carga registradas, conforme pode-se observar na Figura 21. Ressalta-se que o cadastramento do modo de simulação utilizado ocorreu no Matlab, a Figura 21 apenas exemplifica o seu funcionamento dentro do ambiente do OpenDSS.

Figura 21 – Comandos para execução do modo de simulação diário no OpenDSS.

```
set mode=daily
set controlmode=time
set number = 24
set hour = 0
demandinterval = true
set stepsize = 1h
Set demand=true
Set overloadreport=true
Set voltexcept=true
```

Fonte: Autor (2019).

Conforme mostrado na Figura 21, foram estipulados 24 pontos com um passo de 1 hora entre cada ponto, totalizando 1 dia de simulação. O comando *Set Hour* tem a incumbência de definir a hora em que começa a simulação, que pode ser alterada de acordo com o tipo de análise que o usuário deseja realizar.

Com isso, mesmo já sendo possível rodar o fluxo de potência para a obtenção de resultados, é preciso ajustar a simulação para a extração das informações dos medidores individuais. Isso ocorre, pois mesmo com eles posicionados corretamente no sistema, o OpenDSS exporta apenas os valores do medidor global e não dos medidores individuais separadamente. Para isso, é importante entender o funcionamento das funções *DIVerbose* e *closeDI*, que estão descritas abaixo:

- ***DIVerbose***: função que por padrão não é ativada no OpenDSS. Ela deve ser ativada

caso o usuário necessite arquivos separados para os resultados lidos nos medidores durante o intervalo de demanda (DI) de cada medidor inserido no sistema, pois caso ela não seja ativada, apenas o valor do medidor global será exportado para leitura;

- ***closeDI***: função que fecha todos os arquivos DI abertos. No modo diário os arquivos são fechados automaticamente a partir do momento que se utiliza pela primeira vez o comando *solve*, e no modo anual de simulação, os arquivos ficam abertos até o próprio usuário utilizar esta função. Os arquivos DI permanecem abertos em simulações anuais para que ocorram possíveis mudanças e interações por programas externos durante a simulação. Eles devem ser fechados antes da exportação dos resultados, caso contrário, ocorrem erros na simulação.

O principal problema encontrado, foi justamente a utilização da função *closeDI* automaticamente no modo diário de simulação após o *solve*. Desta forma, os arquivos DI eram fechados antes de todos medidores extraírem os resultados, fazendo com que apenas o primeiro medidor cadastrado conseguisse exportar os resultados da simulação, mesmo que ela estivesse funcionando. Para que ocorram mudanças e interações por programas externos durante a simulação, é necessária a utilização do comando *solve* mais de uma vez, porém os arquivos DI eram fechados já na sua primeira utilização, impossibilitando este tipo de análise automatizada no modo de simulação diário.

Uma possível solução para este problema, seria a utilização do modo anual de simulação, onde o comando *solve* não executa a função *closeDI* automaticamente, assim é possível manter os arquivos DI abertos de acordo com as necessidades do usuário, fechando-os manualmente apenas após a realização de todos os procedimentos da simulação em conjunto a interface COM, e não após a primeira resolução do fluxo de potência.

Com este problema no modo de simulação diário, mesmo com a interface *COM* que será discutida a seguir, alterações manuais tiveram que ser realizadas a cada simulação e também nas reconfigurações, como as mudanças nos estados das chaves e simulações individuais para cada um dos medidores em cada caso e nos patamares. Isto é feito para a obtenção individual das leituras dos medidoras, para que seja possível realizar as verificações e análises de resultados em relação as leituras fornecidas pelo medidor global.

Disto isto, os comandos para ativar o *DIVerbose*, definir as bases de tensão para realização dos cálculos em PU, e para a solução do fluxo de potência, podem ser visualizados na Figura 22.



Figura 22 – Comandos que ativam a função *DIVerbose*, definem as bases do sistema e rodam a solução do circuito.

```
Set DIVerbose=true  
Set VoltageBases = [69, 23.1]  
CalcVoltageBases  
Solve
```

Fonte: Autor (2019).

Após rodar a simulação, dentro da própria pasta em que está localizado o arquivo de simulação do OpenDSS, estarão os arquivos texto com os dados que foram obtidos nas análises a partir dos comandos de exportação. Já os arquivos dos medidores, vão para uma subpasta específica, criada automaticamente pelo *software*.

Os arquivos *csv* com os resultados da simulação são sobrescritos toda a vez que a rotina é executada, fazendo com que não ocorram grandes acúmulos de arquivos nas pastas do *software*. Porém ao mesmo tempo, os arquivos que contêm resultados de interesse devem ser salvos em outros compartimentos quando necessário, a fim de evitar que simulações importantes já realizadas sejam perdidas.

### 3.4.2 Interface com o Matlab

Na interface realizada, foram mantidos no OpenDSS apenas os parâmetros elétricos do sistema, como fontes, linhas, transformadores e cargas. Os elementos que foram alterados e modificados de acordo com os testes, como as chaves e suas posições e os modos de simulação, foram cadastrados diretamente no Matlab, pois essa é uma das facilidades que a interface COM permite para este tipo de análise.

No Matlab, todos os comandos são baseados na linguagem VBA, conforme descrito anteriormente. A primeira medida tomada é a limpeza do *workspace* e a inicialização da interface com o OpenDSS. Para isso, utiliza-se a sequência de comandos mostrada na Figura 23.

Figura 23 – Inicialização da interface do OpenDSS com o Matlab.

```
clear all;
clc;
DSSObj = actxserver('OpenDSSEngine.DSS');
if ~DSSObj.Start(0),
disp('Unable to start the Engine');
end
DSSText.Command = 'clear';
```

Fonte: Adaptado de Sexauer (2012, p. 30).

Posteriormente, foi necessário criar variáveis para as três principais interfaces COM do OpenDSS, que são:

- **Interface Texto:** É a interface mais comum, a qual permite o acesso do *software* às linhas de comando do OpenDSS. A partir dela, é possível executar diversos comandos diretamente no *script* do OpenDSS pelo Matlab. Esta é a principal interface utilizada neste trabalho;
- **Interface Circuit:** Fornece acesso aos elementos que compõem o circuito, possibilitando editá-los e monitorá-los;
- **Interface Solution:** Fornece acesso aos modos de solução, permitindo o seu monitoramento e controle.

Essas variáveis podem ser criadas de acordo com as linhas de comandos mostradas na Figura 24.

Figura 24 – Principais interfaces de conexão de *softwares* externos ao OpenDSS.

```
DSSText = DSSObj.Text;
DSSCircuit = DSSObj.ActiveCircuit;
DSSSolution = DSSCircuit.Solution;
DSSText.Command='Compile (Local e Nome do arquivo .DSS no computador)';
```

Fonte: Adaptado de Sexauer (2012, p. 30).

Na Figura 24, também está disponível o comando empregado para adicionar o arquivo DSS que foi utilizado na interação criada pois, após a efetuação da comunicação entre os *softwares*, é necessário comunicar ao Matlab qual arquivo de dados será utilizado nas simulações.

Com os dados do circuito que será utilizado já informados ao Matlab, é possível realizar o cadastramento das chaves e dos modos de simulação. Para o cadastramento de

uma chave, é realizado o procedimento da Figura 25. Para exemplificação, será considerada uma RD com 5 chaves, conforme já mostrada na Seção 3.3 deste capítulo.

Figura 25 – Cadastramento das chaves no OpenDSS a partir do Matlab.

```
DSSText.Command = 'new swtcontrol.CH1 normal.c switchedobj=line.L1 enabled=yes';  
DSSText.Command = 'new swtcontrol.CH2 normal.c switchedobj=line.L2 enabled=yes';  
DSSText.Command = 'new swtcontrol.CH3 normal.c switchedobj=line.L3 enabled=yes';  
DSSText.Command = 'new swtcontrol.CH4 normal.c switchedobj=line.L4 enabled=yes';  
DSSText.Command = 'new swtcontrol.CH5 normal.c switchedobj=line.L5 enabled=yes';
```

Fonte: Autor (2019).

Conforme observado na Figura 25, deve-se informar o nome da chave, seu estado normal (*closed* ou *open*) e a linha em que ela se encontra.

O modo de simulação utilizado neste estudo é o diário. Este modo gerou problemas na obtenção das leituras dos medidores, conforme observado na Subseção 3.4.1. Estes problemas limitaram a utilização de laços pois, à medida que os resultados fornecidos pelas simulações pareciam corretos, não era possível obter as medições para cada patamar após as reconfigurações.

Este problema ocorre quando o comando *solve* é utilizado pela primeira vez no modo diário, fechando todos os arquivos DI a partir do comando *closeDI*, que são necessários para os medidores extraírem os resultados simulação. Como estes arquivos estão fechados ao rodar a simulação, erros são encontrados, pois os medidores cadastrados não encontram os arquivos DI.

Além disso, é necessária a utilização do comando *solve* mais de uma vez nesse tipo de simulação, uma vez que ele precisa ser executado toda vez que a reconfiguração é realizada. Conforme já descrito na Subseção 3.4.1, a utilização do modo anual de simulação pode resolver o problema, pois não engatilha o comando *closeDI* quando o *solve* é usado.

A Figura 26 mostra a inserção do modo de simulação utilizado para as 24 horas do dia cadastradas na curva de carga.

Figura 26 – Modo de simulação utilizado para a análise diária no Matlab.

```

for h=0:24
    if (h==24)
        DSSText.Command='edit swtcontrol.CH1 action=o';
        DSSText.Command='edit swtcontrol.CH2 action=c';
        DSSText.Command='edit swtcontrol.CH3 action=c';
        DSSText.Command='edit swtcontrol.CH4 action=c';
        DSSText.Command='edit swtcontrol.CH5 action=c';
        DSSText.Command='set mode=daily set number=1';
        DssText.Command='Solve Mode=daily';
        DSSText.Command='Set Controlmode=time';
        DSSText.command ='set hour=-1';
        DSSText.Command='set number=24';
        DSSText.Command='set stepsize = 1h';
        DSSText.Command='Set demandinterval=true';
        DSSText.Command ='Set overloadreport=true';
        DSSText.Command='Set voltexcept=true';
        DSSText.Command ='set diVerbose=true';
        DSSText.Command = 'get hour';
        DSSText.Command = 'New energyMeter.MedidorV1 line.medidor1 ';
        %DSSText.Command = 'New energymeter.MedidorV2 line.medidor2 ';
    end
end
end

```

Fonte: Autor (2019).

Na Figura 26, estão também apresentados os comandos para a edição dos estados das chaves previamente alocadas onde, para este caso, a chave 1 está aberta e as restantes estão fechadas. Para as simulações seguintes, a chave subsequente é aberta e a anterior é fechada. É possível verificar ainda que a simulação é feita de acordo com o número de dados na curva de carga (24), sendo cadastrados 24 passos com avanço de 1 hora entre cada um, o que causa a sincronia da simulação no modo diário de acordo com o avanço da curva de carga cadastrada.

Pode-se observar, também na Figura 26, que um dos medidores está com a sua linha de comando comentada<sup>1</sup>. Isso foi feito em virtude da necessidade de realizar uma simulação para cada medidor no modo diário, possibilitando assim o levantamento de dados nos dois medidores cadastrados. Se os dois medidores estão inseridos normalmente, após o *solve* no modo de simulação diário, ocorrem erros na compilação. Sendo assim, após a simulação para o primeiro medidor, a linha deste é comentada e a linha de código referente ao outro medidor é descomentada para o levantamento de dados do segundo. Desta forma, é possível obter as informações de energia necessárias de todos os medidores posicionados no sistema que está sendo estudado.

<sup>1</sup>Uma linha de comando comentada significa que aquela linha não é interpretada pelo *software*, que considera como se ela não existisse.

As simulações nos casos de reconfigurações por patamar são mais trabalhosas, devido ao problema encontrado com o modo diário de simulação para esta análise. O processo utilizado foi análogo, porém, para cada configuração possível a partir da abertura ou fechamento de chaves, foram realizadas duas simulações em cada um dos quatro patamares existentes. Este procedimento permitiu que fossem obtidos os dados dos medidores separadamente por patamar, já que não foi possível obter os dados para as 24 horas do dia diretamente. Os modos de simulação cadastrados para a análise da configuração atual da rede em cada patamar podem ser vistos na Figura 27.

Figura 27 – Mecanismo para a análise da configuração da RD em cada patamar.

<pre> for j=0:7   if j==7     DSSText.Command='edit swtcontrol.CH1 action=c';     DSSText.Command='edit swtcontrol.CH2 action=c';     DSSText.Command='edit swtcontrol.CH3 action=o';     DSSText.Command='edit swtcontrol.CH4 action=c';     DSSText.Command='edit swtcontrol.CH5 action=c';     DSSText.Command='set mode=daily set number=1';     DSSText.Command='solve mode=Daily';     DSSText.Command='Set Controlmode=time';     DSSText.Command='set hour=-1';     DSSText.Command='set number = 7';     DSSText.Command='set stepsize = 1h';     DSSText.Command='Set demand=true';     DSSText.Command='Set overloadreport=true';     DSSText.Command='Set voltexcept=true';     DSSText.Command='set diVerbose=true';     DSSText.Command = 'get hour';     DSSText.Command = 'New energymeter.Medidor1 line.medidor1 ';     % DSSText.Command = 'New energymeter.Medidor2 line.medidor2';   end end </pre>	<pre> for i=7:17   if(i==17)     DSSText.Command='edit swtcontrol.CH1 action=c';     DSSText.Command='edit swtcontrol.CH2 action=c';     DSSText.Command='edit swtcontrol.CH3 action=c';     DSSText.Command='edit swtcontrol.CH4 action=o';     DSSText.Command='edit swtcontrol.CH5 action=c';     DSSText.Command='set mode=daily set number=1';     DSSText.Command='solve mode=Daily';     DSSText.Command='Set Controlmode=time';     DSSText.Command='set hour=6';     DSSText.Command='set number = 10';     DSSText.Command='set stepsize = 1h';     DSSText.Command='Set demand=true';     DSSText.Command='Set overloadreport=true';     DSSText.Command='Set voltexcept=true';     DSSText.Command='set diVerbose=true';     DSSText.Command = 'get hour';     DSSText.Command = 'New energymeter.MedidorP1 line.medidor1 ';     % DSSText.Command = 'New energymeter.Medidor2 line.medidor2';   end end </pre>
<pre> for k = 17:22   if k==22;     DSSText.Command='edit swtcontrol.CH1 action=c';     DSSText.Command='edit swtcontrol.CH2 action=o';     DSSText.Command='edit swtcontrol.CH3 action=c';     DSSText.Command='edit swtcontrol.CH4 action=c';     DSSText.Command='edit swtcontrol.CH5 action=c';     DSSText.Command='set mode=daily set number=1';     DSSText.Command='solve mode=Daily';     DSSText.Command='Set Controlmode=time';     DSSText.Command='set hour=16';     DSSText.Command='set number = 5';     DSSText.Command='set stepsize = 1h';     DSSText.Command='Set demand=true';     DSSText.Command='Set overloadreport=true';     DSSText.Command='Set voltexcept=true';     DSSText.Command='set diVerbose=true';     DSSText.Command = 'get hour';     DSSText.Command = 'New energymeter.Medidor1 line.medidor1 ';     %DSSText.Command = 'New energymeter.Medidor2 line.medidor2 ';   end end </pre>	<pre> for n=22:24   if n==24     DSSText.Command='edit swtcontrol.CH1 action=c';     DSSText.Command='edit swtcontrol.CH2 action=c';     DSSText.Command='edit swtcontrol.CH3 action=o';     DSSText.Command='edit swtcontrol.CH4 action=c';     DSSText.Command='edit swtcontrol.CH5 action=c';     DSSText.Command='set mode=daily set number=1';     DSSText.Command='solve mode=Daily';     DSSText.Command='Set Controlmode=time';     DSSText.Command='set hour=21';     DSSText.Command='set number = 2';     DSSText.Command='set stepsize = 1h';     DSSText.Command='Set demand=true';     DSSText.Command='Set overloadreport=true';     DSSText.Command='Set voltexcept=true';     DSSText.Command='set diVerbose=true';     DSSText.Command = 'get hour';     DSSText.Command = 'New energymeter.Medidor1 line.medidor1 ';     %DSSText.Command = 'New energymeter.Medidor2 line.medidor2 ';   end end </pre>

Fonte: Autor (2019).

É possível verificar na Figura 27 os modos de simulação para os 4 patamares. O OpenDSS interpreta os dados das curvas de carga exportadas para ele a partir dos arquivos texto, começando pela hora 1 até a hora 24. Como nesse trabalho há o objetivo

de representar os dados começando pela meia noite, foi estabelecido que as simulações fossem feitas uma hora adiantadas nas análises por patamar, a fim de haver coordenação da hora de início da simulação com a estabelecida no estudo proposto.

A utilização do Matlab é majoritariamente manual, uma vez que é preciso alterar manualmente os patamares simulados, bem como o estado das chaves. Entretanto, demandaria muito mais tempo realizar este tipo de simulação apenas no OpenDSS, devido à dificuldade de alterar os parâmetros de simulação cada vez que o fluxo de potência é rodado. Através do Matlab, é mais fácil e rápido alterar o estado das chaves e os patamares a serem simulados cada vez que o fluxo é calculado, garantindo assim maior velocidade nas análises.

Na Figura 28, estão representados os comandos utilizados para o cálculo das tensões e sua demonstração em PU nos resultados exportados, a partir da definição das bases de tensão da rede. Também é mostrado o comando *solve*, que roda a solução do circuito.

Figura 28 – Definição das bases do sistema e comando para resolução do circuito.

```
DSSText.Command= 'set voltagebases=[69, 23.1]';  
DSSText.Command = 'calcv';  
DSSText.Command='Solve';
```

Fonte: Autor (2019).

O restante dos comandos que foram utilizados são os de exportação, conforme mostrado na Figura 29. Estes comandos servem para que os arquivos contendo os resultados obtidos a cada análise sejam encaminhados para a pasta do OpenDSS.

Figura 29 – Comandos de exportação utilizados no Matlab.

```
DSSText.Command='Export Meter';  
DSSText.Command='Export Losses';  
DSSText.Command='Export Powers';  
DSSText.Command='Export Overloads';  
DSSText.Command='Export Voltages';  
DSSText.Command='Export Voltages LN';  
DSSText.Command='Export ElemVoltages';  
DSSText.Command='Export ElemPowers';  
DSSText.Command='Export monitors G1Monitor';  
DSSText.Command='Export monitors G2Monitor';  
DSSText.Command='Export monitors Trafo1';  
DSSText.Command='Export monitors Trafo2';  
DSSText.command='Export summary';
```

Fonte: Autor (2019).

Após estes procedimentos, todos os resultados exportados ficam armazenados em formato *csv* na pasta em que se encontra o arquivo principal de simulação do OpenDSS. As análises dos resultados foram feitas a partir da leitura dos arquivos pelo Excel, utilizando mecanismos como “localizar”, “substituir” e de transformação de texto em colunas, para uma quantificação mais “limpa” dos dados que foram obtidos.

## 4 ESTUDO DE CASO

Com base no assunto abordado neste trabalho, foi realizado um estudo de caso para fins de observação dos resultados a partir do método implementado nos *softwares*. Definiu-se um sistema base, no qual o estudo foi fundamentado, valendo-se de algumas alterações e adaptações a fim de viabilizar a existência de dois alimentadores. A partir disso procedeu-se com as análises diárias e as reconfigurações por patamar, para posteriormente serem feitas as análises e discussões dos resultados obtidos.

No caso do sistema original, foi realizado o levantamento das perdas na RD normalmente a partir do cálculo do fluxo de potência. Essa mesma RD foi utilizada posteriormente nas análises contendo duas fontes de alimentação, com as mesmas cargas, equipamentos, níveis de tensão padrão de atendimento e demais parâmetros elétricos.

Foram colocadas chaves distribuídas no percurso da RD, que permitem obter dois sistemas radiais a partir das fontes, fazendo com que as cargas sejam alimentadas sempre de forma unilateral.

As manobras manuais são operações realizadas com as chaves para as simulações diárias. A partir da troca sequencial do estado das chaves na RD, foram feitas simulações para uma configuração durante as 24 horas do dia e comparadas a cada caso, mudando-se a parcela atendida da rede pelas fontes em cada análise. Isto foi feito em todas as chaves posicionadas para fins comparativos e para a definição da melhor topologia diária da rede.

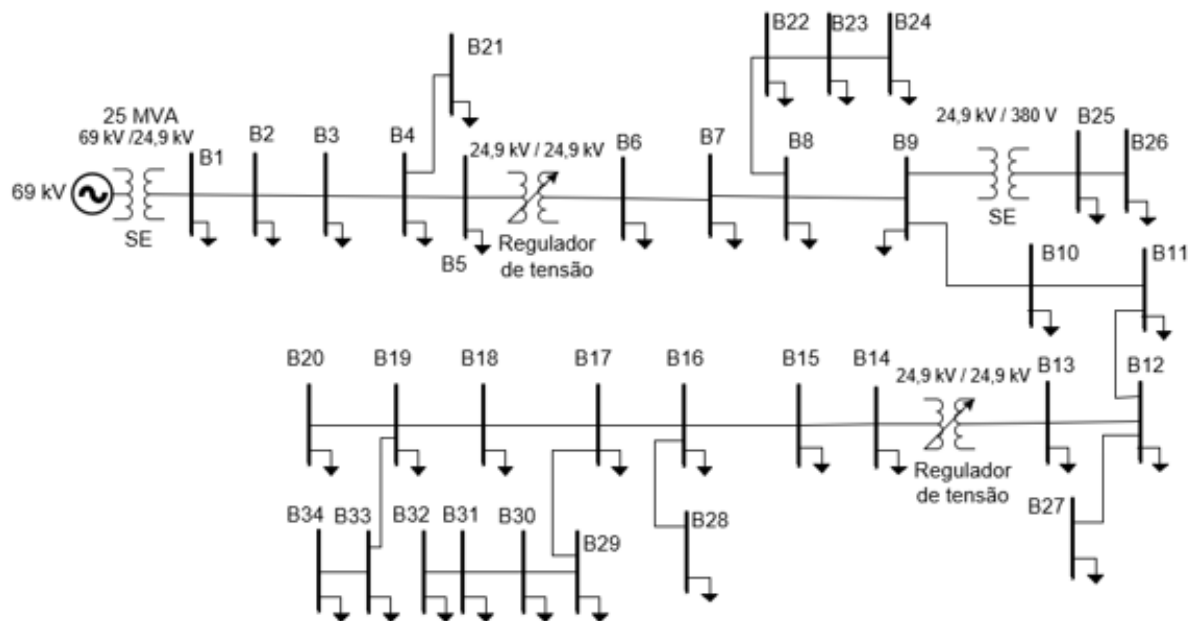
Em relação as manobras por patamar, a forma de alteração nas posições das chaves foi análoga as manobras manuais, porém o sistema foi reconfigurado de acordo com os 4 patamares definidos na Tabela 1. Isto foi feito a fim de definir a melhor topologia e realizar comparações com os resultados obtidos nas análises anteriores. As curvas de carga utilizadas para esta análise foram as mesmas utilizadas nas análises diárias em seu formato normal de operação.

### 4.1 SISTEMA ESCOLHIDO

Visando a possibilidade de um número significativo de topologias possíveis para a amostragem de resultados, a rede escolhida não poderia ser muito curta. Então, entre os sistemas modelados inclusos no OpenDSS, optou-se pela utilização do modelo de 34 barras da IEEE, que pode ser visto na Figura 30.



Figura 30 – Sistema original de 34 barras utilizada no estudo.



Fonte: Autor (2019).

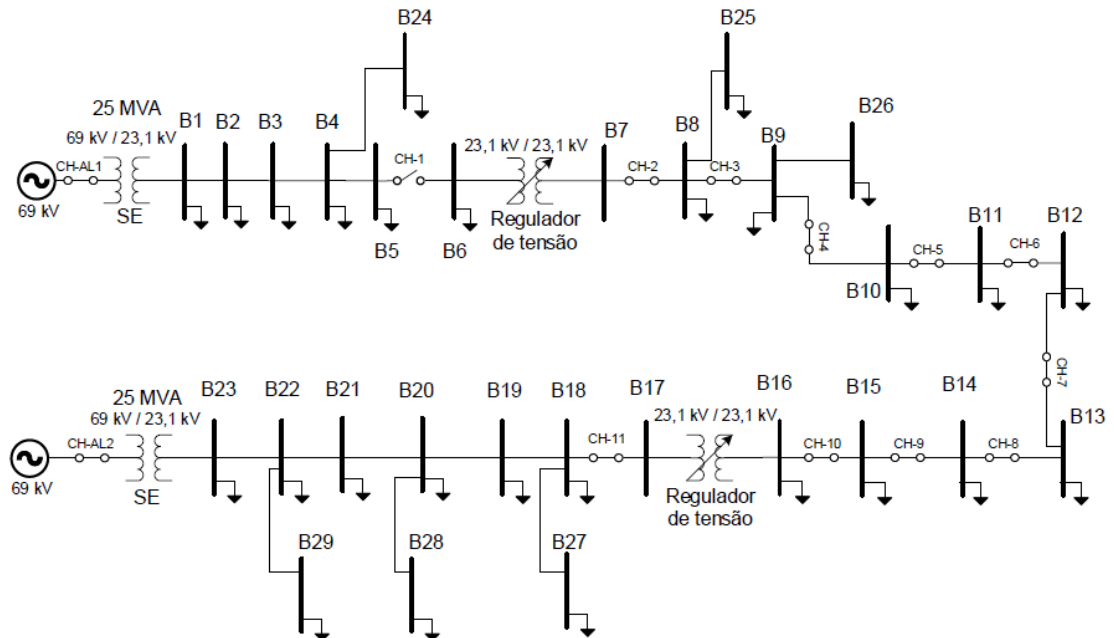
Pode-se observar na Figura 30 a existência de quatro transformadores, dois funcionando como subestação e dois funcionando como reguladores de tensão. Com exceção do transformador rebaixador entre as barras 9 e 25, os outros foram mantidos. Há também a existência de algumas ramificações do tronco principal, que foram simplificadas para facilitar as representações dos desenhos e simulações do sistema. A potência do transformador foi mantida em seu valor original de 25 MVA, pois houve aumento nas cargas já existentes no sistema. A magnitude da média tensão original da rede representada na Figura 30 era de 24,9 kV, valor que foi alterado para 23,1 kV a fim de atender os padrões brasileiros de média tensão.

A partir disso, as alterações realizadas na rede original demonstrada na Figura 30 consistiram em:

- Emprego de outra fonte de tensão e subestação conectados ao final da rede original, a fim de possibilitar a utilização do método;
- Posicionamento de chaves entre as barras no decorrer do caminho percorrido pela rede;
- Diminuição do número de barras nas derivações do tronco original e realocamento das cargas ali existentes, facilitando a demonstração da rede;
- Aumento controlado e proporcional de cargas na rede, em conformidade com relação ao balanceamento presente no sistema original.

Após a efetuação das alterações comentadas acima, a rede obtida pode ser observada na Figura 31.

Figura 31 – Rede utilizada nas análises realizadas.



Fonte: Autor (2019).

Na rede mostrada na Figura 31, pode-se observar as 11 chaves alocadas para o estudo de caso, mais 2 chaves extras utilizadas para retirar uma das fontes em caso de necessidade. A localização das chaves pode ser observada na Tabela 3.

Tabela 3 – Posições das chaves na rede utilizada.

<b>Chave</b>	<b>Posição (entre as barras)</b>
CH-1	B4-B5
CH-2	B6-B7
CH-3	B7-B8
CH-4	B8-B9
CH-5	B9-B10
CH-6	B10-B11
CH-7	B11-B12
CH-8	B12-B13
CH-9	B13-B14
CH-10	B14-B15
CH-11	B16-B17
CH-AL1	G1- SE1
CH-AL2	G2 - SE2

Fonte: Autor (2019).

Conforme a Tabela 3, as chaves CH-AL1 e CH-AL2 servem para o levantamento de dados nos casos em que é preciso analisar o comportamento do sistema alimentado por apenas uma das fontes. A chave CH-AL1 pode ser aberta para remover a primeira fonte, deixando a rede à mercê apenas da segunda fonte. A chave CH-AL2 pode ser aberta para retirar a segunda fonte, fazendo com que a rede seja alimentada apenas pela primeira.

As cargas que pertencem a cada barra do sistema observado na Figura 31 podem ser visualizadas na Tabela 4 com suas componentes ativas e reativas. Destaca-se que as cargas representadas pela letra “S” pertencem as barras “B” representadas na Figura 31.

Tabela 4 – Cargas posicionadas no sistema.

<b>Carga</b>	<b>kW / kVAr</b>	<b>Carga</b>	<b>kW / kVAr</b>
S1	115 / 40	S16	80 / 30
S2	100 / 37	S18	60 / 25
S3	110 / 40	S19	80 / 35
S4	100 / 45	S20	90 / 37
S5	85 / 35	S21	110 / 44
S6	110 / 43	S22	100 / 37
S8	70 / 30	S23	85 / 35
S9	95 / 40	S24	65 / 28
S10	105 / 35	S25	80 / 30
S11	440 / 180	S26	108 / 40
S12	360 / 150	S27	65 / 25
S13	380 / 150	S28	100 / 40
S14	420 / 170	S29	90 / 35
S15	110 / 45		
<b>Total</b>		<b>3713 kW</b>	<b>1481 kVAr</b>

Fonte: Autor (2019).

As cargas S11, S12, S13 e S14 possuem características industriais, e as restantes são residenciais. Já nas barras B7 e B17 na Figura 31 não há a existência de cargas, por isso não foram feitas representações S7 e S17 correspondentes na Tabela 4.

Na Tabela 5, pode-se observar a potência total demandada a cada hora pelas cargas do sistema, de acordo com as curvas de carga industrial e residencial mostradas anteriormente. Esta tabela é obtida multiplicando-se a carga total em cada barra mostrada na Tabela 4 pelas demandas estipuladas para os consumidores a cada hora nas curvas das Figuras 18 e 19, obtendo-se os valores totais para cada horário a partir do seu somatório. Já na Tabela 6 estão mostrados os somatórios da potência total demandada nos 4 patamares estipulados.

Tabela 5 – Demanda prevista hora a hora para o sistema.

<b>Hora</b>	<b>Demanda (kW)</b>	<b>Hora</b>	<b>Demanda (kW)</b>
00:00	1103,64	12:00	2463,28
01:00	1008,25	13:00	2416,5
02:00	912,86	14:00	2571,98
03:00	875,73	15:00	2401,72
04:00	838,6	16:00	2433,11
05:00	961,47	17:00	2976,75
06:00	1328,25	18:00	3261,7
07:00	1986,94	19:00	3393
08:00	2230,85	20:00	2878,31
09:00	2490,76	21:00	2330,4
10:00	2602,15	22:00	1859,8
11:00	2638,67	23:00	1510,85

Fonte: Autor (2019).

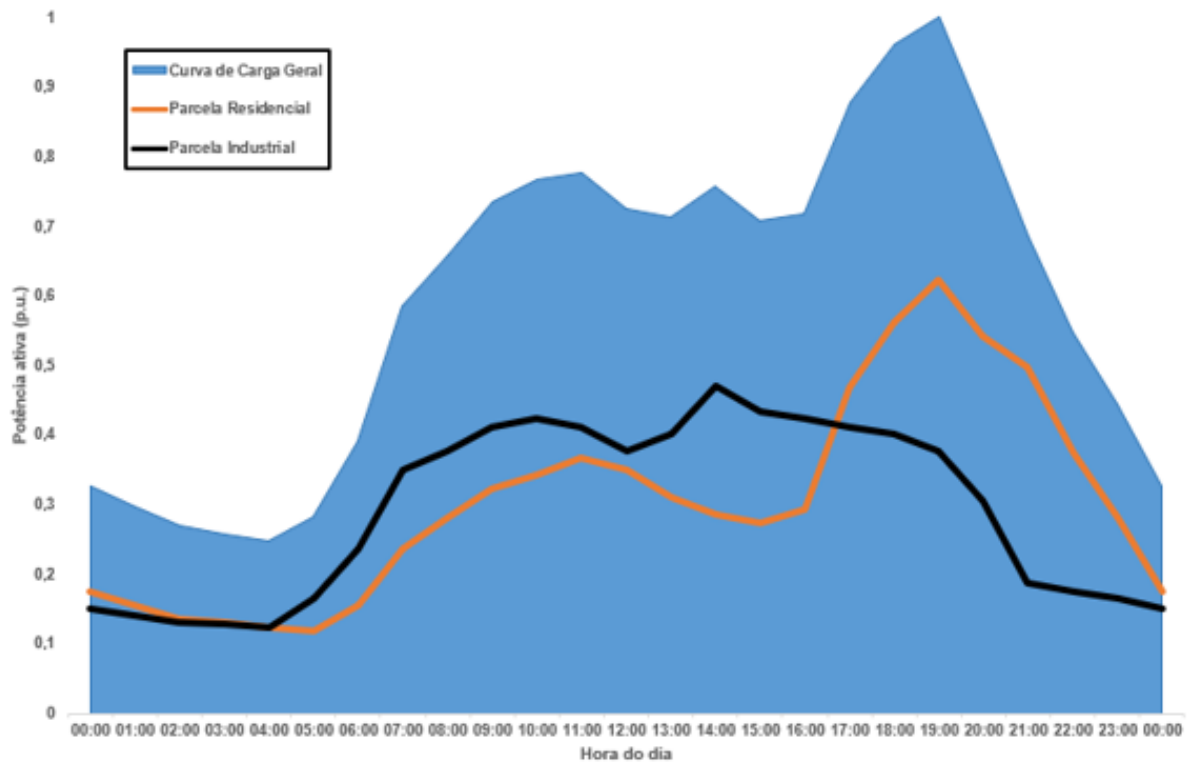
Tabela 6 – Demanda total prevista por patamar.

<b>Patamar</b>	<b>Horário</b>	<b>Demanda Máxima (kW)</b>
1	00:00 - 06:59	7028,8
2	07:00 - 16:59	24235,96
3	17:00 - 21:59	14840,16
4	22:00 - 23:59	3370,65

Fonte: Autor (2019).

A Figura 32 relaciona as parcelas industriais e residenciais de consumo no sistema modelado. Esta figura mostra a curva de carga geral do sistema, que engloba todas as cargas implementadas a suas respectivas curvas, e também a contribuição dos dois tipos de consumidores na curva de carga final.

Figura 32 – Curva de carga geral do sistema.



Fonte: Autor (2019).

A partir da Figura 32, pode-se observar que as participações totais das cargas residenciais e industriais na curva de carga final são quase equivalentes, apesar das divergências nos seus horários de pico de consumo.

Apesar disso, o posicionamento das cargas no sistema influencia muito nos estudos realizados. Como as cargas industriais possuem potências maiores que as residenciais, além de se localizarem de forma mais central na rede modelada, as alterações nos estados de chaves localizadas próximas a essas cargas tendem a provocar modificações mais significativas nos índices do sistema do que alterações em chaves posicionadas mais próximas as fontes ou de cargas residenciais.

No Anexo A podem ser observados os limites de tensão de operação nas faixas utilizadas neste trabalho, baseados nos padrões definidos pela ANEEL. No *software*, foram estipulados como valores mínimos e máximos de tensão 0,93 PU e 1,05 PU, respectivamente. Os valores críticos de tensão foram definidos abaixo de 0,9 PU e acima de 1,05 PU.

## 4.2 RESULTADOS

### 4.2.1 Análise diária

Para a análise diária, os primeiros casos testados foram quanto ao comportamento do sistema sendo alimentado por apenas uma das fontes de cada vez. Os valores encontrados podem ser observados na Tabela 7.

Tabela 7 – Resultados diários para a alimentação do sistema por apenas uma fonte.

Caso	Alimentação	Ação	Consumo Total (kWh)	Perdas (kWh)	Perdas (%)
1	CH-AL1	CH-AL2 Aberta	148520,60	14518,65	9,77
2	CH-AL2	CH-AL1 Aberta	148172,60	14673,75	9,88

Fonte: Autor (2019).

A partir dos resultados mostrados na Tabela 7, puderam ser realizadas as análises comparativas de perdas relacionando-as com as encontradas no caso mostrado na Tabela 8, onde o sistema é alimentado pelas duas fontes com uma chave aberta entre os alimentadores. Para isso, em cada teste, foi realizada a análise diária para uma das chaves posicionadas na RD no estado NA e as restantes no estado NF, sendo este processo repetido para as 11 chaves existentes.

Tabela 8 – Perdas diárias na RD com duas fontes alimentando o sistema radialmente.

Teste	Fechar	Abrir	Consumo Total (kWh)	Perdas (kWh)	Perdas (%)	$\Delta Perdas_1$		$\Delta Perdas_2$	
						Diferença (kWh)	Redução (%)	Diferença (kWh)	Redução (%)
1	CH-ALs	CH-1	146949,24	9920,70	6,75	4597,95	3,02	4753,05	3,13
2	CH-1	CH-2	146787,78	9159,42	6,24	5359,23	3,53	5514,33	3,64
3	CH-2	CH-3	147448,77	9110,32	6,18	5408,33	3,60	5563,43	3,71
4	CH-3	CH-4	148071,03	8161,88	5,51	6356,77	4,26	6511,87	4,37
5	CH-4	CH-5	147718,68	7060,38	4,78	7458,27	4,99	7613,38	5,10
6	CH-5	CH-6	145873,13	4872,60	3,34	9646,05	6,43	9801,15	6,54
7	CH-6	CH-7	145964,52	4479,35	3,07	10039,30	6,71	10194,41	6,82
8	CH-7	CH-8	146025,30	5262,86	3,60	9255,80	6,17	9410,90	6,28
9	CH-8	CH-9	147066,94	7610,45	5,17	6908,20	4,60	7063,31	4,71
10	CH-9	CH-10	147330,50	8242,44	5,59	6276,21	4,18	6431,31	4,29
11	CH-10	CH-11	147094,87	8799,81	5,98	5718,84	3,79	5873,94	3,90

Fonte: Autor (2019).

A nomenclatura  $\Delta$ Perdas significa a redução das perdas em relação aos casos 1 e 2 mostrados na Tabela 7, enquanto as reduções percentuais se referem as reduções das perdas em comparação à energia injetada. Foram observadas na Tabela 8 reduções significativas nas perdas técnicas em todos os casos, a partir da alimentação radial dos dois lados do sistema.

Percebe-se que, para a análise diária mostrada na Tabela 8, os casos em que as chaves 6, 7 e 8 estão abertas são os que apresentam o menor valor de perdas técnicas. O teste 7 é o melhor caso para a FO estabelecida, uma vez que ele apresenta menos perdas em relação as situações mostradas na Tabela 7. Também pode ser observado na Tabela 8 a redução percentual de perdas em relação a energia injetada do melhor caso em comparação aos casos mostrados na Tabela 7, que são de 6,71% e 6,82%, respectivamente.

Observa-se também que os casos com menos perdas tenderam a ocorrer quando as chaves foram abertas próximas as cargas industriais, que são as mais preponderantes no sistema. Com as chaves abertas nesses locais, há uma melhor divisão na potência entregue pelos alimentadores aos consumidores em cada lado da RD. Este equilíbrio faz com que as perdas sejam equivalentes dos dois lados e, ao mesmo tempo, sejam menores em suas totalidades globais.

Na Tabela 9 são mostrados os resultados obtidos nas duas zonas de medição, onde é possível verificar os valores da potência consumida e das perdas elétricas em cada lado do sistema, para cada um dos testes realizados na Tabela 8.

Tabela 9 – Comportamento nas zonas de medição da RD para cada operação.

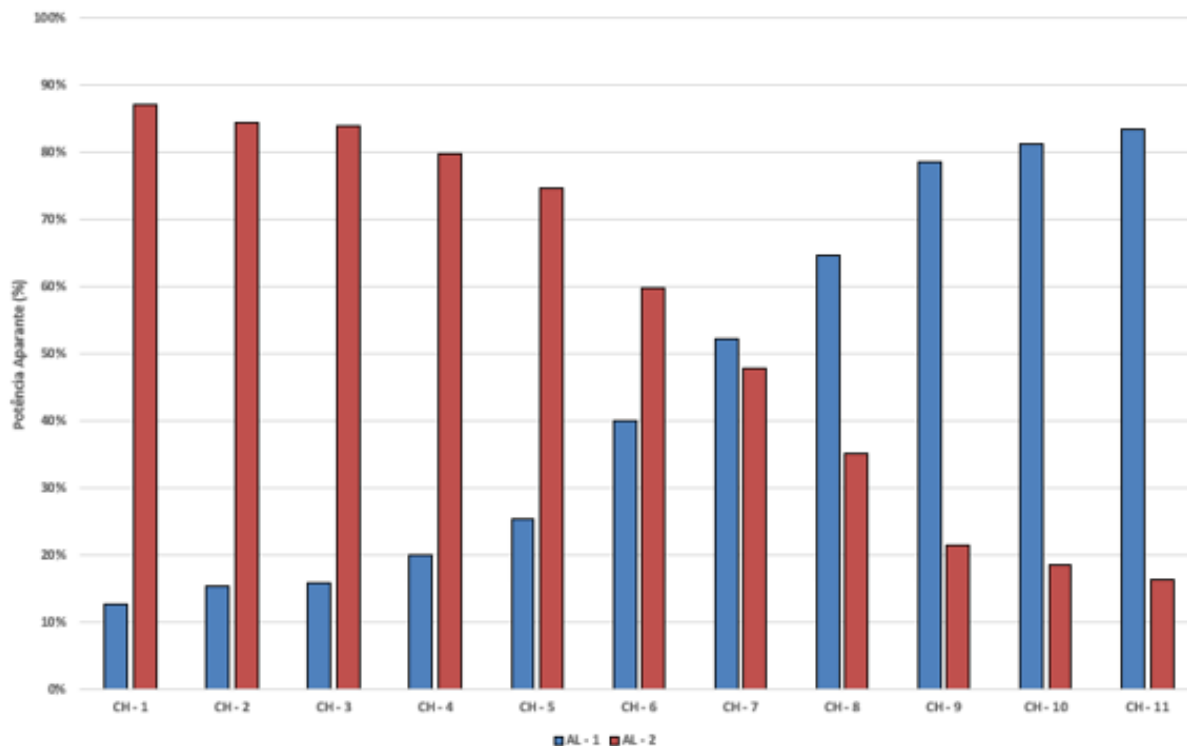
<b>Comportamento por Zona</b>				
<b>Teste</b>	<b>Zona 1</b>		<b>Zona 2</b>	
	<b>Consumo Total (kWh)</b>	<b>Perdas (kWh)</b>	<b>Consumo Total (kWh)</b>	<b>Perdas (kWh)</b>
1	18937,79	23,77	128010,83	9896,32
2	22836,61	48,48	123950,60	9110,36
3	23669,99	57,79	123778,20	9051,95
4	29964,11	144,18	118106,38	8017,16
5	37725,07	325,65	109993,11	6734,23
6	58644,90	1235,89	87227,82	3636,31
7	76178,61	2536,88	69785,52	1942,07
8	94576,91	4455,82	51447,97	806,60
9	115455,53	7429,98	31610,89	179,94
10	119694,14	8127,73	27635,81	114,15
11	123032,19	8726,95	24062,11	72,28

Fonte: Autor (2019).

Na Tabela 9, pode-se observar as análises das duas zonas de medição separadamente. O caso em que houve um maior equilíbrio nas perdas técnicas entre as zonas foi, ao mesmo tempo, o que demonstrou uma maior redução nas perdas globais. Isso não é necessariamente verdade em todas as situações, pois depende da modelagem da RD que está sendo estudada.

A contribuição percentual diária de cada uma das fontes em relação a potência consumida pelas cargas pode ser observada na Figura 33. Diariamente, as fontes injetaram em torno de 155 MVAh a 158 MVAh de potência aparente ao sistema, sendo que a variação desses valores ocorre de acordo com o teste que está sendo feito como consequência da modelagem das cargas.

Figura 33 – Contribuição percentual dos alimentadores para cada caso.



Fonte: Autor (2019).

A Figura 33 reafirma o equilíbrio no consumo das cargas observado nos casos em que as chaves 6, 7 e 8 estavam abertas, sendo estes os casos em que as duas fontes fornecem potência de forma mais similar ao sistema.

Considerando as comparações que foram descritas, foi definido que o caso em que a CH-7 permaneceu aberta durante as 24 horas do dia foi o melhor caso em relação a redução das perdas do sistema para a análise diária.

Pode-se observar ainda uma diferença entre a energia consumida pelas cargas em cada topologia analisada. Isto aconteceu devido ao cadastramento das cargas no



*software*, que foram implantadas em regime de impedância constante, onde as tensões nos barramentos influenciam na energia consumida pelas cargas.

Para verificar os níveis mínimos e máximos das tensões nos barramentos, foram levantadas a cada hora a menor e a maior tensão existente no sistema em cada configuração, analisando se estes níveis atendem aos padrões estabelecidos no Anexo A. Os valores obtidos podem ser vistos nas Tabelas 10 e 11, onde as chaves mostradas nas tabelas estão no estado NA durante as 24 horas do dia.

Tabela 10 – Tensões mínimas (PU) encontradas para cada configuração na análise diária.

Hora	CH-AL2	CH-AL1	CH-1	CH-2	CH-3	CH-4	CH-5	CH-6	CH-7	CH-8	CH-9	CH-10	CH-11
00:00	0,933	<b>0,927</b>	0,942	0,956	0,956	0,960	0,964	0,972	0,966	0,960	0,951	0,949	0,948
01:00	0,945	0,943	0,957	0,965	0,965	0,968	0,972	0,979	0,974	0,968	0,960	0,958	0,956
02:00	0,955	0,959	0,972	0,974	0,974	0,977	0,981	0,986	0,981	0,975	0,968	0,966	0,965
03:00	0,962	0,969	0,979	0,981	0,981	0,982	0,983	0,987	0,988	0,982	0,975	0,973	0,972
04:00	0,969	0,976	0,981	0,981	0,981	0,982	0,984	0,987	0,990	0,988	0,982	0,980	0,979
05:00	0,968	0,973	0,976	0,977	0,977	0,978	0,979	0,984	0,988	0,985	0,980	0,979	0,977
06:00	0,956	0,959	0,967	0,968	0,968	0,969	0,971	0,978	0,983	0,979	0,972	0,970	0,968
07:00	0,930	<b>0,929</b>	0,947	0,951	0,951	0,954	0,956	0,967	0,975	0,969	0,955	0,952	0,949
08:00	<b>0,922</b>	<b>0,921</b>	0,943	0,948	0,947	0,949	0,951	0,964	0,973	0,966	0,954	0,951	0,947
09:00	<b>0,913</b>	<b>0,913</b>	0,938	0,942	0,942	0,943	0,946	0,960	0,969	0,962	0,951	0,949	0,944
10:00	<b>0,912</b>	<b>0,911</b>	0,938	0,939	0,939	0,939	0,943	0,958	0,968	0,960	0,948	0,946	0,946
11:00	<b>0,914</b>	<b>0,913</b>	0,937	0,939	0,939	0,940	0,944	0,958	0,968	0,960	0,949	0,946	0,945
12:00	<b>0,928</b>	<b>0,927</b>	0,941	0,942	0,942	0,944	0,948	0,960	0,970	0,963	0,952	0,950	0,949
13:00	0,935	0,931	0,939	0,941	0,941	0,943	0,946	0,960	0,970	0,961	0,951	0,949	0,949
14:00	0,931	<b>0,925</b>	0,933	0,935	0,934	0,936	0,940	0,955	0,967	0,957	0,945	0,943	0,944
15:00	0,937	<b>0,929</b>	0,937	0,938	0,938	0,940	0,943	0,957	0,969	0,960	0,949	0,947	0,947
16:00	0,936	<b>0,928</b>	0,936	0,938	0,938	0,941	0,944	0,958	0,969	0,960	0,949	0,947	0,947
17:00	<b>0,922</b>	<b>0,917</b>	<b>0,929</b>	0,932	0,932	0,936	0,941	0,955	0,965	0,956	0,946	0,943	0,942
18:00	<b>0,907</b>	<b>0,906</b>	<b>0,926</b>	<b>0,929</b>	<b>0,929</b>	0,933	0,940	0,953	0,963	0,954	0,943	0,940	0,939
19:00	<b>0,901</b>	<b>0,901</b>	<b>0,925</b>	<b>0,929</b>	<b>0,929</b>	0,934	0,940	0,953	0,963	0,954	0,944	0,940	0,939
20:00	<b>0,928</b>	<b>0,921</b>	0,936	0,939	0,939	0,944	0,950	0,960	0,969	0,961	0,952	0,949	0,948
21:00	0,942	0,936	0,951	0,954	0,954	0,958	0,965	0,971	0,975	0,971	0,965	0,962	0,961
22:00	0,952	0,947	0,959	0,961	0,961	0,965	0,970	0,976	0,980	0,975	0,970	0,968	0,967
23:00	0,961	0,956	0,965	0,967	0,967	0,970	0,973	0,979	0,983	0,979	0,974	0,972	0,972

Fonte: Autor (2019).

Tabela 11 – Tensões máximas (PU) encontradas para cada configuração na análise diária.

Hora	CH-AL2	CH-AL1	CH-1	CH-2	CH-3	CH-4	CH-5	CH-6	CH-7	CH-8	CH-9	CH-10	CH-11
00:00	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
01:00	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,004	1,003	1,000	1,000	1,000	1,003	1,004	1,000
02:00	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,004	1,003	1,006	1,004	1,006	1,004	1,004	1,000
03:00	1,000	1,000	1,001	1,002	1,001	1,004	1,004	1,007	1,010	1,008	1,005	1,004	1,003
04:00	1,006	1,005	1,008	1,007	1,008	1,009	1,010	1,007	1,011	1,008	1,011	1,011	1,010
05:00	1,009	1,010	1,009	1,009	1,010	1,011	1,012	1,008	1,009	1,006	1,014	1,013	1,012
06:00	1,006	1,002	1,006	1,007	1,013	1,012	1,010	1,005	1,007	1,006	1,012	1,015	1,010
07:00	1,000	1,000	1,000	1,000	1,010	1,008	1,009	1,005	1,005	1,003	1,011	1,013	1,008
08:00	1,000	1,000	1,000	1,004	1,016	1,014	1,016	1,009	1,008	1,007	1,018	1,020	1,015
09:00	1,000	1,000	1,001	1,003	1,021	1,019	1,023	1,013	1,011	1,011	1,025	1,026	1,021
10:00	1,000	1,000	1,013	1,003	1,029	1,027	1,032	1,015	1,016	1,013	1,034	1,035	1,029
11:00	1,007	1,010	1,019	1,008	1,035	1,038	1,033	1,017	1,022	1,018	1,035	1,035	1,040
12:00	1,022	1,025	1,026	1,018	1,040	1,043	1,036	1,021	1,024	1,027	1,039	1,039	1,044
13:00	1,028	1,027	1,025	1,022	1,039	1,041	1,035	1,020	1,023	1,028	1,038	1,038	1,044
14:00	1,024	1,022	1,020	1,021	1,033	1,035	1,028	1,019	1,021	1,029	1,032	1,032	1,038
15:00	1,035	1,032	1,029	1,031	1,037	1,040	1,032	1,024	1,023	1,032	1,036	1,036	1,042
16:00	1,033	1,030	1,035	1,032	1,038	1,040	1,033	1,024	1,023	1,032	1,037	1,036	1,043
17:00	1,021	1,013	1,028	1,025	1,032	1,036	1,031	1,020	1,019	1,028	1,033	1,031	1,037
18:00	1,016	1,007	1,024	1,027	1,030	1,032	1,030	1,019	1,021	1,026	1,032	1,034	1,035
19:00	1,014	1,005	1,023	1,027	1,030	1,034	1,031	1,024	1,025	1,029	1,033	1,035	1,035
20:00	1,026	1,021	1,035	1,038	1,040	1,045	1,040	1,032	1,031	1,036	1,042	1,044	1,045
21:00	1,035	1,035	1,040	1,042	1,045	1,044	1,049	1,038	1,038	1,046	1,045	1,047	1,049
22:00	1,048	1,037	1,042	1,044	1,046	1,046	1,049	1,037	1,037	1,045	1,045	1,048	1,050
23:00	1,049	1,046	1,043	1,044	1,046	1,045	1,047	1,034	1,035	1,043	1,046	1,047	1,049

Fonte: Autor (2019).

Em relação as tensões mínimas expostas na Tabela 10, foram destacados em negrito os casos em que as tensões apresentaram valores fora dos padrões descritos na norma. Não foram verificados valores abaixo da tensão crítica, mas foram observados valores dentro dos limites de fornecimento precário de tensão (entre 0,9 e 0,93 PU). Já em relação as tensões máximas, não foram observados valores acima dos limites estabelecidos.

A partir dos resultados mostrados nas Tabelas 10 e 11, pode-se também constatar uma melhora nos níveis mínimos e máximos de tensão com a adição de chaveamentos e outra fonte ao sistema. Os casos que mostraram menores valores totais de perdas e melhora na FO, foram também os que apresentaram os valores mais satisfatórios em relação as tensões nos barramentos do sistema.

O OpenDSS não fornece os níveis de carregamento dos elementos a cada hora no modo diário de simulação, apenas indica a ocorrência de sobrecarga ou não nos componentes do sistema. Como o arquivo exportado continha valores em branco nas colunas referentes às sobrecargas em elementos, considerou-se que elas não ocorreram durante o período da simulação em nenhum dos casos que foram analisados.

A partir do que foi exposto, observa-se que nenhuma das restrições foram infringidas, uma vez que a radialidade das fontes em relação as cargas foi mantida em todos os

casos, não houve violações graves nos níveis de tensão e nem foram observadas ocorrências de sobrecargas nos elementos do sistema. Ressalta-se também que as cargas puderam ser atendidas integralmente por qualquer uma das duas fontes de forma individual. Assim, pode-se inferir que não houve violações nas restrições impostas para os casos simulados e que houve redução nas perdas elétricas, atendendo a FO proposta.

#### 4.2.2 Análise de reconfigurações por patamar de carga

Com o intuito de facilitar a análise dos resultados nas simulações realizadas em relação aos patamares de carga definidos anteriormente, foram considerados e demonstrados apenas os 4 melhores casos gerais alcançados. Isto foi feito devido ao alto número de topologias e resultados possíveis, a partir da alteração dos estados das 11 chaves alocadas na RD proposta, levando em consideração os 4 patamares estipulados. A rede utilizada foi a com dois alimentadores radiais mostrada na Figura 31, a fim de permitir a reconfiguração da rede.

Conforme visto na análise diária realizada na Subseção 4.2.1, a abertura de chaves próximas as cargas de característica industrial foram mais preponderantes em relação a redução de perdas elétricas e balanceamento dos alimentadores. Para os estudos realizados a partir de reconfigurações por patamares de carga, foram observados como melhores casos, em ordem numérica, as topologias com as sequencias de chaveamentos representadas na Tabela 12, onde estas alterações de chaveamentos também se deram próximas às cargas industriais.

Tabela 12 – Sequências de chaveamentos que obtiveram os melhores resultados na análise de reconfigurações por patamar.

Patamar	Caso 1		Caso 2		Caso 3		Caso 4	
	Abrir	Fechar	Abrir	Fechar	Abrir	Fechar	Abrir	Fechar
1 (00:00h-06:59h)	CH-6	CH-7	CH-6	CH-8	CH-8	CH-6	CH-8	CH-7
2 (07:00h-16:59h)	CH-7	CH-6	CH-7	CH-6	CH-7	CH-8	CH-7	CH-8
3 (17:00h-21:59h)	CH-7	CH-6	CH-7	CH-6	CH-7	CH-8	CH-7	CH-8
4 (22:00h-23:59h)	CH-6	CH-7	CH-8	CH-7	CH-6	CH-7	CH-8	CH-7

OBS: As chaves restantes estão normalmente fechadas.

Fonte: Autor (2019).

Percebeu-se que a abertura da CH-7 se mostrou mais satisfatória quando feita nos períodos de maior consumo, nos patamares 2 e 3. Esta chave permaneceu na posição NA

nos 4 casos que apresentaram os melhores resultados nestes patamares. Nos patamares 1 e 4, que são os que compreendem períodos de menor consumo, mostraram-se mais satisfatórios os revezamentos de estados das chaves 6 e 8.

A representação das manobras realizadas ao decorrer desta seção foi feita de acordo com os casos estipulados na Tabela 12. Primeiramente, foram analisados os resultados para cada caso, em cada patamar estipulado, de forma individual, conforme representado na Tabela 13. Após, foram feitos os estudos comparativos em relação ao sistema original com apenas uma fonte e ao melhor caso obtido na análise diária com duas fontes.

Tabela 13 – Análise por patamar dos 4 melhores casos de reconfiguração encontrados.

Patamar 1							
Manobra	Consumo Total (kWh)	Perdas Totais (kWh)	Perdas (%)	Zona 1		Zona 2	
				Consumo (kWh)	Perdas (kWh)	Consumo (kWh)	Perdas (kWh)
Caso 1	20710,97	230,32	1,11	8208,61	55,44	12502,35	174,88
Caso 2	20726,74	268,18	1,29	8212,41	64,55	12514,33	203,62
Caso 3	20733,98	313,45	1,51	13506,01	267,76	7227,97	45,69
Caso 4	20749,31	328,79	1,58	13519,11	280,86	7230,20	47,93
Patamar 2							
Manobra	Consumo Total (kWh)	Perdas Totais (kWh)	Perdas (%)	Zona 1		Zona 2	
				Consumo (kWh)	Perdas (kWh)	Consumo (kWh)	Perdas (kWh)
Caso 1	72047,93	2065,03	2,87	37340,67	1148,73	34707,26	916,30
Caso 2	72176,99	2194,10	3,04	37412,46	1220,53	34764,53	973,57
Caso 3	72357,68	2374,79	3,28	37512,98	1321,04	34844,70	1053,74
Caso 4	72473,84	2490,94	3,44	37577,59	1385,66	34896,25	1105,28
Patamar 3							
Manobra	Consumo Total (kWh)	Perdas Totais (kWh)	Perdas (%)	Zona 1		Zona 2	
				Consumo (kWh)	Perdas (kWh)	Consumo (kWh)	Perdas (kWh)
Caso 1	43321,03	1183,92	2,73	22832,58	688,68	20488,45	495,24
Caso 2	43395,02	1257,91	2,90	22875,62	731,73	20519,40	526,19
Caso 3	43498,61	1361,51	3,13	22935,88	791,99	20562,73	569,52
Caso 4	43565,21	1428,10	3,28	22974,62	830,72	20590,59	597,38
Patamar 4							
Manobra	Consumo Total (kWh)	Perdas Totais (kWh)	Perdas (%)	Zona 1		Zona 2	
				Consumo (kWh)	Perdas (kWh)	Consumo (kWh)	Perdas (kWh)
Caso 1	9709,72	139,27	1,43	4314,69	47,45	5395,02	91,82
Caso 2	9723,06	162,26	1,67	5989,70	131,39	3733,36	30,87
Caso 3	9730,61	160,16	1,65	4321,81	54,57	5408,80	105,59
Caso 4	9745,01	184,21	1,89	6007,47	149,16	3737,53	35,05

Fonte: Autor (2019).

A partir da Tabela 13, pode-se observar que os casos estão em ordem numérica, de acordo com a redução de perdas em cada um deles. O caso 1 foi o que apresentou a maior redução de perdas, atingindo de forma mais satisfatória a FO estabelecida e, conseqüentemente, foi considerada a melhor topologia para o sistema na análise por patamar. Também são apresentados os resultados obtidos para as duas zonas de medição da RD separadamente, a fim de verificar a contribuição de cada lado do sistema em cada análise. As perdas percentuais representadas na Tabela 13 são em relação a energia total consumida.

Na Tabela 14 há a comparação dos valores totais da análise por patamar em relação ao caso original, onde o sistema é alimentado por apenas uma das fontes.

Tabela 14 – Comparação do sistema original com as topologias obtidas nas análises com reconfiguração por patamar.

<b>Alimentação apenas pela primeira fonte:</b>							
Consumo Total (kWh): 148520,60 Perdas (kWh): 14518,65 Perdas (%): 9,77							
<b>Alimentação apenas pela segunda fonte:</b>							
Consumo Total (kWh): 148172,59 Perdas (kWh): 14673,75 Perdas (%): 9,88							
<b>Manobras por Patamar</b>							
Manobra	Consumo Total (kWh)	Perdas Totais (kWh)	Perdas (%)	$\Delta Perdas_1$ (kWh)	Redução (%)	$\Delta Perdas_2$ (kWh)	Redução (%)
Caso 1	145789,64	3618,54	2,48	10900,11	7,29	11055,22	7,40
Caso 2	146021,81	3882,45	2,66	10636,20	7,12	10791,31	7,23
Caso 3	146320,88	4209,91	2,88	10308,75	6,90	10463,85	7,01
Caso 4	146533,37	4432,04	3,02	10086,61	6,75	10241,71	6,86

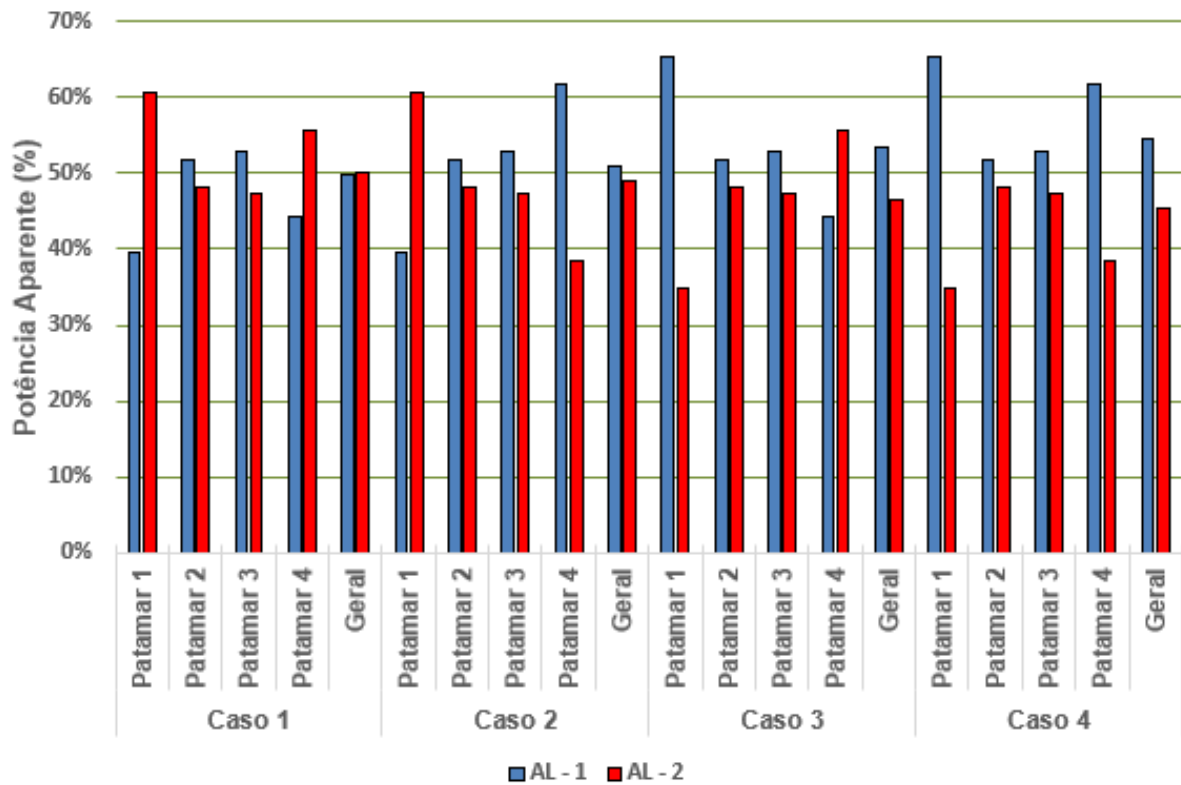
Fonte: Autor (2019).

Com base na Tabela 14, pode-se inferir que para a aplicação de reconfiguração de redes em manobras realizadas por patamares de carga com duas fontes no sistema, em comparação ao sistema alimentado por apenas uma, a redução das perdas em proporção a energia consumida gira em torno de 6,5% a 7,5%, dependendo de cada caso. Estes valores significam que, em média, ocorre uma diminuição de 10kWh a 11kWh de perdas técnicas diariamente. A melhora dos indicadores foi observada em todos os casos apresentados em comparação ao sistema original.

A Figura 34 mostra a contribuição percentual de cada uma das fontes para os casos e patamares de carga que foram analisados. O alimentador 1 representa a contribuição da

primeira fonte, enquanto o alimentador 2 representa a contribuição da segunda fonte.

Figura 34 – Contribuição de cada alimentador por patamar nos casos de reconfiguração estudados.



Fonte: Autor (2019).

De acordo com a Figura 34, o melhor caso (caso 1) foi o que apresentou um maior equilíbrio na potência fornecida pelas fontes nos dois lados do sistema. Quanto aos alimentadores, foi possível observar que o sistema se comporta de forma mais balanceada quando a maior parte de sua demanda nos patamares de menor consumo é suprida pelo segundo alimentador. Já nos patamares 2 e 3, que são os de maior consumo, o alimentador 1 forneceu um pouco mais de potência aparente ao sistema. Isso gerou um equilíbrio na totalidade diária de fornecimento ao final da simulação, fazendo com que a energia fornecida pelos dois alimentadores fosse praticamente igual, apesar das diferenças de fornecimento nos seus patamares.

Para os casos 2, 3 e 4, observou-se que os índices foram piorando aos poucos à medida que a primeira fonte atendia a maior parte da energia consumida para os patamares 1 e 4. Entretanto, como os melhores resultados foram obtidos revezando o estado das chaves 6 e 8 nos patamares 1 e 4 e mantendo a CH-7 NA nos patamares 2 e 3, mesmo com essa queda nos índices, esses casos se mostraram superiores se comparados a alternância de estados das outras chaves posicionadas na RD.

Quanto aos níveis de tensão, com as manobras de reconfiguração por patamar, foram obtidas melhorias nos níveis mínimos e máximos de tensão nos casos estudados, quando comparados aos valores demonstrados nas Tabelas 10 e 11. Os valores mínimos e máximos de tensões no sistema a cada hora, podem ser visualizados na Tabela 15.

Tabela 15 – Tensões mínimas e máximas encontradas a cada hora nos casos de reconfiguração por patamar.

Hora	Tensões Mínimas (PU)				Tensões Máximas (PU)			
	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
00:00	0,994	0,989	0,987	0,985	1,011	1,016	1,021	1,023
01:00	0,995	0,991	0,988	0,986	1,011	1,016	1,019	1,021
02:00	0,997	0,992	0,990	0,988	1,008	1,013	1,018	1,019
03:00	0,997	0,992	0,990	0,988	1,008	1,013	1,018	1,020
04:00	0,998	0,993	0,991	0,989	1,009	1,013	1,019	1,020
05:00	0,995	0,990	0,988	0,986	1,006	1,011	1,016	1,018
06:00	0,988	0,983	0,982	0,980	1,003	1,008	1,012	1,014
07:00	0,983	0,981	0,978	0,976	1,011	1,013	1,015	1,017
08:00	0,980	0,978	0,975	0,973	1,012	1,014	1,017	1,018
09:00	0,977	0,975	0,972	0,970	1,014	1,017	1,019	1,021
10:00	0,975	0,973	0,971	0,969	1,013	1,015	1,018	1,020
11:00	0,976	0,974	0,971	0,969	1,013	1,016	1,018	1,020
12:00	0,978	0,976	0,973	0,971	1,015	1,018	1,020	1,022
13:00	0,977	0,975	0,973	0,971	1,015	1,017	1,020	1,022
14:00	0,974	0,972	0,970	0,968	1,015	1,017	1,020	1,021
15:00	0,977	0,975	0,972	0,970	1,017	1,019	1,022	1,024
16:00	0,977	0,975	0,972	0,970	1,017	1,019	1,022	1,024
17:00	0,973	0,971	0,968	0,966	1,015	1,017	1,020	1,022
18:00	0,971	0,969	0,966	0,965	1,016	1,018	1,021	1,022
19:00	0,971	0,969	0,966	0,964	1,017	1,019	1,022	1,024
20:00	0,976	0,974	0,972	0,970	1,023	1,025	1,028	1,030
21:00	0,983	0,981	0,979	0,977	1,018	1,020	1,023	1,025
22:00	0,984	0,982	0,980	0,978	1,008	1,011	1,013	1,015
23:00	0,987	0,986	0,983	0,981	1,011	1,014	1,016	1,018

Fonte: Autor (2019).

De acordo com a Tabela 15, pode-se verificar que as tensões mínimas possuem uma melhora significativa em relação ao sistema original e também à análise diária com duas fontes. Os valores mínimos de tensão não ficam abaixo de 0,96 PU em nenhum momento, enquanto os valores máximos não ultrapassam 1,03 PU. Para o caso 1, estes valores são ainda melhores, alcançando valores mínimos de atendimento de 0,97 PU e valores máximos de 1,023 PU. Esses valores estão dentro dos níveis satisfatórios de atendimento, assegurando o cumprimento da restrição imposta acerca do fornecimento de

energia dentro dos limites de tensões admissíveis.

Assim como na análise diária, não foram verificadas ocorrências de sobrecarregamento nos elementos do sistema e a radialidade dos alimentadores foi mantida em todos os casos. Sendo assim, houve redução das perdas sem que nenhuma restrição fosse burlada, atingindo assim o objetivo desta análise.

#### 4.2.3 Comparativo entre os melhores casos: análise diária versus análise com reconfiguração por patamar

Esta avaliação tem por objetivo comparar os resultados adquiridos para os melhores casos nas análises diárias e na de reconfiguração por patamar, utilizando a mesma topologia que foi apresentada na Figura 31. Os estudos anteriores foram realizados em comparação ao sistema original, onde apenas uma fonte atendia o sistema. Entretanto, era previsível que haveria redução nas perdas elétricas com a utilização de dois alimentadores radialmente estruturados a partir da abertura de chaves no tronco principal. Isso faz com que o fornecimento de energia ocorra dos dois lados do sistema, culminando em um melhor balanceamento de carga entre os lados e uma menor impedância total percorrida, devido a diminuição da distância da carga para a fonte.

Então, realizando o comparativo da análise diária e da análise por patamar, pode-se definir qual é o melhor método a ser utilizado nesse sistema: a utilização de uma topologia para as 24 horas do dia ou a utilização de reconfigurações de rede em patamares definidos.

Na Tabela 16 estão apresentadas as diferenças entre as perdas nos casos já trabalhados, tendo a análise diária como referência. Na coluna  $\Delta$ Perdas, pode-se observar a diminuição no valor total de perdas apresentado para a análise com reconfiguração em relação a análise diária.

Tabela 16 – Diminuição das perdas da análise por patamar em relação a análise diária.

<b>Análise Diária com a CH-7 normalmente aberta: Perdas(kWh): 4479,347 Perdas (%): 3,07</b>			
<b>Casos (Análise por Patamar)</b>	<b>Perdas (kWh)</b>	<b><math>\Delta</math>Perdas (kWh)</b>	<b>Diminuição de Perdas (%)</b>
Caso 1	3618,54	860,81	19,22
Caso 2	3882,45	596,90	13,33
Caso 3	4209,91	269,44	6,02
Caso 4	4432,04	47,30	1,06

Fonte: Autor (2019).



Pode-se observar na Tabela 16 que, para o caso 1, a diminuição das perdas nas reconfigurações por patamar chega a 860,81 kWh e 19,22% em relação a melhor configuração diária apresentada.

Já para os outros casos, as reduções nas perdas vão diminuindo aos poucos, de acordo com a configuração utilizada. No caso 4 da análise com reconfiguração, pode-se observar que são mínimas as diferenças nas perdas elétricas totais do sistema em relação ao caso diário apresentado, não compensando a utilização de reconfiguração neste cenário.

As tensões mínimas e máximas nos barramentos, em virtude das duas melhores configurações obtidas para as duas análises, podem ser visualizadas na Tabela 17.

Tabela 17 – Tensões de atendimento mínimas e máximas para os melhores casos.

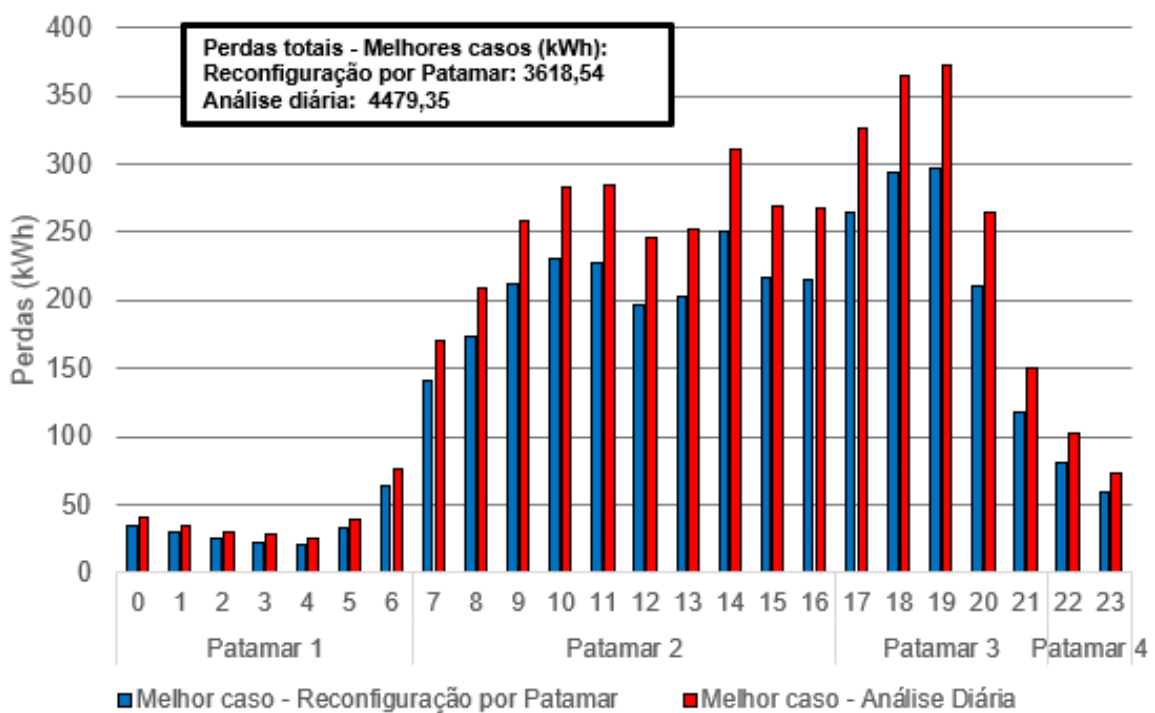
Hora	Tensões mínimas (PU)		Tensões máximas (PU)	
	Análise Diária	Reconfiguração	Análise Diária	Reconfiguração
0	0,966	0,994	1,000	1,011
1	0,974	0,995	1,000	1,011
2	0,981	0,997	1,004	1,008
3	0,988	0,997	1,010	1,008
4	0,990	0,998	1,011	1,009
5	0,988	0,995	1,009	1,006
6	0,983	0,988	1,007	1,003
7	0,975	0,983	1,005	1,011
8	0,973	0,980	1,008	1,012
9	0,969	0,977	1,011	1,014
10	0,968	0,975	1,016	1,013
11	0,968	0,976	1,022	1,013
12	0,970	0,978	1,024	1,015
13	0,970	0,977	1,023	1,015
14	0,967	0,974	1,021	1,015
15	0,969	0,977	1,023	1,017
16	0,969	0,977	1,023	1,017
17	0,965	0,973	1,019	1,015
18	0,963	0,971	1,021	1,016
19	0,963	0,971	1,025	1,017
20	0,969	0,976	1,031	1,023
21	0,975	0,983	1,038	1,018
22	0,980	0,984	1,037	1,008
23	0,983	0,987	1,035	1,011

Fonte: Autor (2019).

A Tabela 17 mostra uma melhora significativa nas tensões de atendimento das cargas, a partir da utilização de reconfigurações por patamar no sistema, o que melhora a qualidade de energia fornecida e conseqüentemente reduz as perdas elétricas. Além disso, essa melhora também promove alterações nos consumos totais dos casos analisados devido ao funcionamento de suas cargas em regime de impedância constante.

Na Figura 35 estão as representações hora a hora e totais das perdas nos melhores casos para as duas análises. Também é sinalizada a indicação dos horários compreendidos por cada patamar.

Figura 35 – Perdas horárias nos dois melhores casos entre os modelos estudados em regime normal de operação.

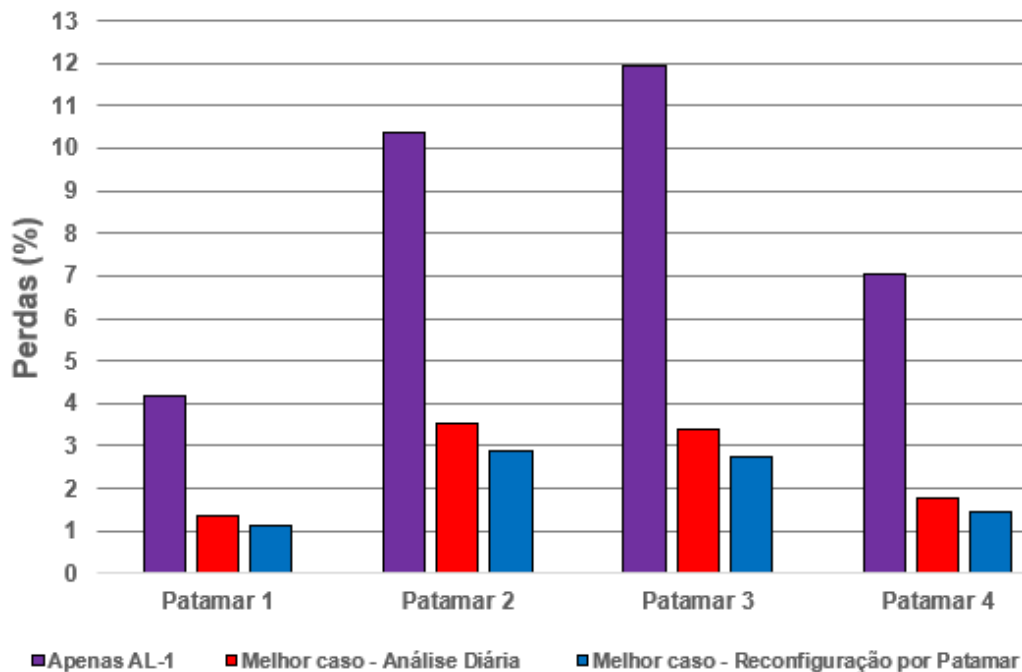


Fonte: Autor (2019).

A Figura 35 mostra que nos patamares 1 e 4, as perdas são ligeiramente menores para o caso com o sistema reconfigurado, porém as diferenças são mais significativas e acentuadas nos patamares 2 e 3, principalmente devido as consideráveis melhoras nos níveis de tensão de atendimento nestes períodos.

O percentual das perdas em relação a energia injetada em cada patamar pode ser visualizado na Figura 36. Estão mostrados o caso original com apenas uma fonte e os melhores resultados para as análises com duas fontes, com e sem reconfiguração.

Figura 36 – Comparativo percentual de perdas em relação a energia injetada.



Fonte: Autor (2019).

Ao observar a Figura 36, percebe-se a grande diferença nas perdas elétricas considerando apenas a alimentação radial do sistema através de duas fontes. Quando a reconfiguração é realizada, as perdas em relação a energia injetado são ainda menores, principalmente nos patamares 2 e 3.

Na Tabela 18 são apresentadas as reduções percentuais das perdas quando o melhor esquema de reconfiguração é utilizado, levando em consideração a melhor topologia diária encontrada.

Tabela 18 – Resultados finais para a análise de reconfiguração.

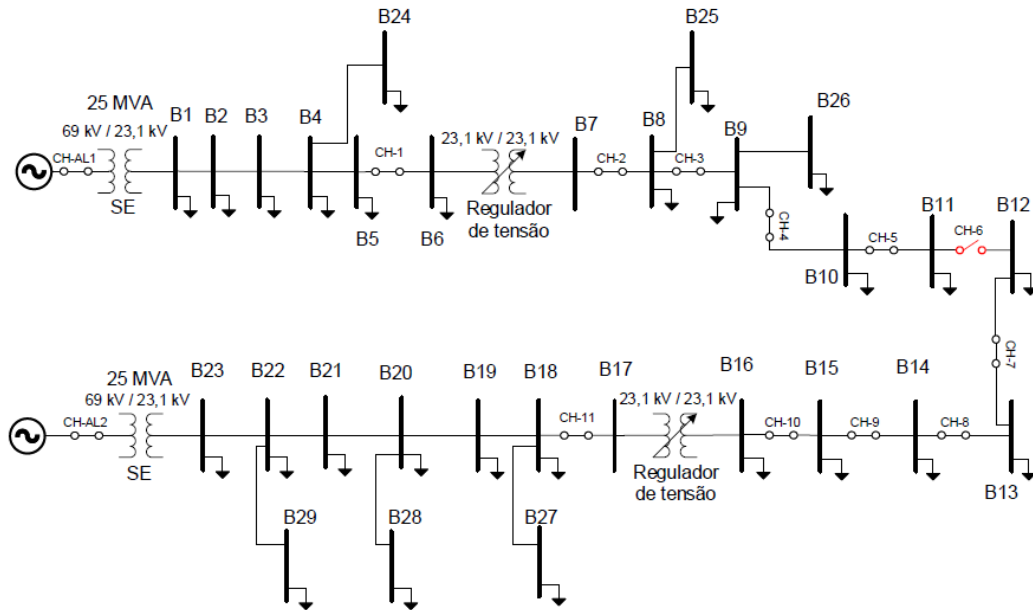
Topologia da Rede	Perdas (kWh)			
	Patamar 1	Patamar 2	Patamar 3	Patamar 4
Melhor Topologia Diária	273,73	2551,36	1477,68	176,57
Melhor Topologia Reconfiguração por Patamar	230,32	2065,03	1183,92	139,27
<b>Redução</b>	<b>15,86%</b>	<b>19,06%</b>	<b>19,88%</b>	<b>21,13%</b>

Fonte: Autor (2019).

Sendo assim, define-se como a melhor topologia para o caso estudado, a rede mostrada na Figura 31 com a chave 6 aberta nos patamares 1 e 4 e a chave 7 aberta nos patamares 2 e 3, conforme mostrado nas Figuras 37 e 38. Esta escolha baseia-se no fato

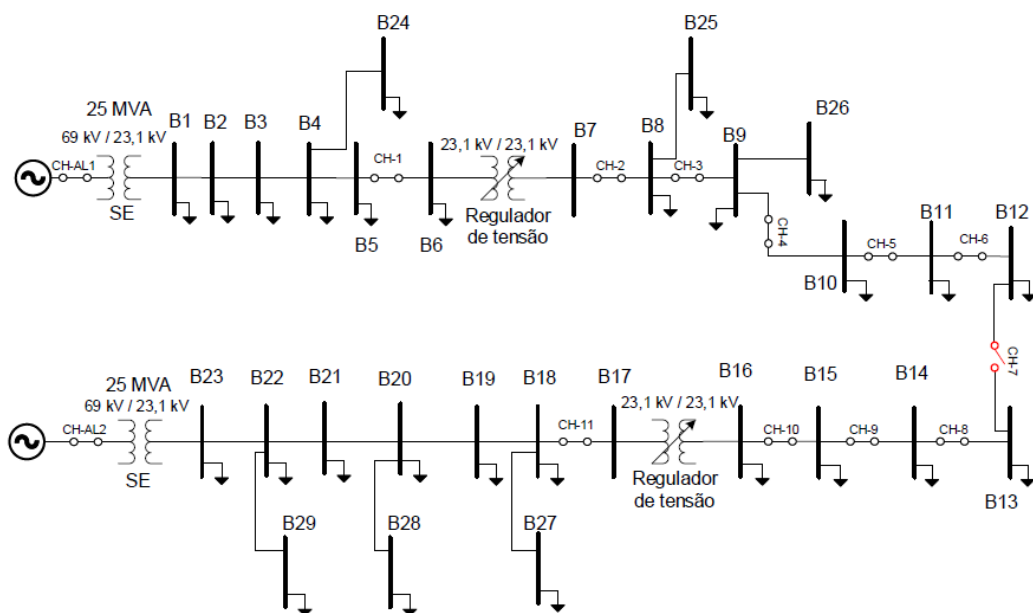
desta configuração ter obtido os melhores resultados não só na redução de perdas, como também para os níveis de tensão de atendimento. Consequentemente, esta configuração atendeu melhor a função objetivo estipulada para este estudo de caso sem infringir as restrições que foram definidas.

Figura 37 – Melhor topologia para os patamares 1 e 4 em regime normal de operação.



Fonte: Autor (2019).

Figura 38 – Melhor topologia para os patamares 2 e 3 em regime normal de operação.



Fonte: Autor (2019).

## 5 CONCLUSÃO

Este trabalho teve como objetivo avaliar a redução de perdas em regime normal de operação durante simulações diárias, utilizando técnicas básicas de reconfigurações de redes baseadas no método *branch-exchange* no *software* OpenDSS funcionando em conjunto ao Matlab. A importância deste estudo baseia-se principalmente no uso do OpenDSS para este tipo de análise, pelo alto número de modelagens possíveis através dele e por ele ser feito em código aberto, de modo que toda a comunidade pode cooperar com o seu desenvolvimento e promover contribuições mútuas acerca das funcionalidades disponíveis.

Os resultados demonstraram reduções significativas de perdas elétricas em relação ao sistema original com uma fonte e ao sistema chaveado modelado para as análises diárias, a partir da utilização de reconfiguração de redes por patamar, cumprindo a função objetivo proposta. Ressalta-se que a rede utilizada para o estudo foi uma rede padrão do OpenDSS modelada pela IEEE e modificada para as análises. Para resultados mais próximos da realidade e com aplicabilidade concreta, seria necessária a utilização de redes reais de distribuição e modelagens mais precisas de cargas, além da aplicação de métodos de otimização e de mais critérios para a função objetivo e restrições estabelecidas.

Por fim, pode-se ressaltar a validade das simulações, tendo em vista a proximidade da energia consumida em cada configuração, mesmo com as cargas cadastradas no modo de impedância constante. O maior problema encontrado foi no uso do modo de simulação diário para o tipo de análise proposta neste estudo, onde a resolução deste problema pode passar pela utilização de outros modos de simulação disponíveis no OpenDSS ou da criação de algoritmos mais eficientes na interface COM.

### 5.1 TRABALHOS FUTUROS

- Desenvolvimento de algoritmos e métodos de otimização para o estudo aplicado de reconfigurações de rede, utilizando o OpenDSS e alguma interface COM de preferência do usuário;
- Modelagens mais precisas em relação as redes de distribuição e cargas utilizadas, para resultados melhores e mais precisos;
- Realização do estudo para outros modos de simulação disponíveis, como por exemplo o anual e o *duty cycle*, visando análises com simulações mais automatizadas;
- Utilização de outros *softwares* livres como interface do OpenDSS, como por exemplo o Python.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. **Perdas de Energia Elétrica na Distribuição**. Brasília, 2019. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/documents/654800/18766993/Relatório+Perdas+de+Energia\\_+Edição+1-2019.pdf/b43e024e-5017-1921-0e66-024fa1bed575](http://www.aneel.gov.br/documents/654800/18766993/Relatório+Perdas+de+Energia_+Edição+1-2019.pdf/b43e024e-5017-1921-0e66-024fa1bed575)>.

\_\_\_\_\_. **Perdas de Energia**. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/metodologia-distribuicao/-/asset\\_publisher/e2INtBH4EC4e/content/perdas/654800?inheritRedirect=false](http://www.aneel.gov.br/metodologia-distribuicao/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/perdas/654800?inheritRedirect=false)>. Acesso em: 23 de ago. de 2019.

\_\_\_\_\_. **Nota Técnica nº 0057/2014-SDR**. Brasília, 2014. Disponível em: [http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/026/documento/nota\\_tecnica\\_0057\\_srd.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/026/documento/nota_tecnica_0057_srd.pdf).

\_\_\_\_\_. **PRODIST Módulo 1 - Introdução aos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica**. Brasília, 2016. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/Módulo1\\_Revisão10/f6c63d9a-62e9-af35-591e-5fb020b84c13](http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/Módulo1_Revisão10/f6c63d9a-62e9-af35-591e-5fb020b84c13)>.

\_\_\_\_\_. **PRODIST Módulo 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição**. Brasília, 2017. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/Módulo7\\_Revisão\\_5+-+Retificado/669bf2b6-7fb4-07e8-f5fd-0bea4d83ad34](http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/Módulo7_Revisão_5+-+Retificado/669bf2b6-7fb4-07e8-f5fd-0bea4d83ad34)>.

\_\_\_\_\_. **PRODIST Módulo 8 - Qualidade de Energia Elétrica**. Brasília, 2018. Disponível em: [http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/Modulo8\\_-Revisão\\_8/9c78cfab-a7d7-4066-b6ba-cfbda3058d19%0A](http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/Modulo8_-Revisão_8/9c78cfab-a7d7-4066-b6ba-cfbda3058d19%0A).

BERNARDON, D. P. et al. **Sistemas de distribuição no contexto das redes elétricas inteligentes: uma abordagem para reconfiguração de redes**. 163p. 1. ed. Santa Maria: AGEPOC, 2015.

BUENO, E. A. **Redução de Perdas Técnicas através de Reconfigurações de Redes de Distribuição de Energia Elétrica sob Demandas Variáveis**. 138p. Tese (Doutorado). Campinas: Universidade Estadual de Campinas, 2005.

CASTRO, N. J. DE; MIRANDA, M. C. DE; VIEIRA, M. G. **O Desafio Regulatório das Perdas não Técnicas das Distribuidoras de Energia Elétrica**. Canal Energia, 2019. Disponível em: <<https://www.canalenergia.com.br/artigos/53090657/o-desafio-regulatorio-das-perdas-nao-tecnicas-das-distribuidoras-de-energia-eletrica>>. Acesso em: 24 de jun. de 2019.

CIVANLAR, S.; GRAINGER, J. J.; YIN, H.; LEE, S. S. H. Distribution feeder reconfiguration for loss reduction. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 3, n. 3, p. 1217–1223, jul. 1988.

DUGAN, R. C.; MCDERMOTT, T. E. An open source platform for collaborating on smart grid research. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, n. Ivvc, p. 1–7, 2011.

DUGAN, R. C.; MONTENEGRO, D.; EPRI. **Reference Guide: The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)**. 1-199p. Electric Power Research Institute, Inc. [s.l.: s.n.], 2018.

EPE. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2018 no ano base de 2017**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2018. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anuario2018vf.pdf>>.

FERREIRA, F. A. L. **Metodologia para reconfiguração de redes de distribuição trifásicas assimétricas e não balanceadas com geração distribuída**. 145p. Dissertação (Mestrado). Porto Alegre: Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, 2010.

FUCHS, R. D. **Transmissão de Energia Elétrica: Linhas Aéreas**. 582p. Itajubá: Escola Federal de Engenharia de Itajubá, 1979. v. 2.

GOIS, M. M. **Redução de perdas em sistemas de distribuição por reconfiguração de redes utilizando aceleradores de hardware**. 138p. Tese (Doutorado). São Carlos: Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2017.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. DE; ROBBA, E. J. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. 328p. 2a ed. São Paulo: Blucher, 2010.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. DE. Reconfiguração de redes de distribuição de energia elétrica através de ferramenta para solução de problemas de decisão com múltiplos objetivos e incertezas. **Revista Brasileira de Controle Automação - SBA**, v. 9, p. 18–30, 1998.

KIM, H.; KO, Y.; JUNG, K.-H. Artificial neural-network based feeder reconfiguration for loss reduction in distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 8, n. 3, p. 1356–1366, jul. 1993.

LIMA, D. A. **Perdas Elétricas**. 16p. Brasília, Brasil: ANEEL, 2018. Disponível em: <<https://www2.camara.leg.br/atividade-legislativa/comissoes/comissoes-permanentes/cme/audiencias-publicas/2018/audiencia-publica-16-05-2018/>>.

MELLO, A. P. C. **Reconfiguração de redes de distribuição considerando multivariáveis e geração distribuída**. 141p. Dissertação (Mestrado). Santa Maria: Universidade Federal de Santa Maria, 2014.

MERLIN, A.; BACK, H. Search for a minimal-loss operating spanning tree configuration in an urban power distribution system. **Fifth Power Systems Computation Conference**, p. 1–18, 1975.

OLIVEIRA, M. B. **Reconfiguração de alimentadores em sistemas de distribuição usando a metaheurística GRASP**. 89p. Dissertação (Mestrado). Ilha Solteira: Universidade Estadual Paulista “Júlio Mesquita Filho”, 2011.

PEGADO, R. A.; RODRIGUEZ, Y. P. M. Distribution network reconfiguration with the OpenDSS using improved binary particle swarm optimization. **IEEE Latin America Transactions**, v. 16, n. 6, p. 1677–1683, 2018.

PELEGRINI, M. A.; VALE, Z. A. **Redes Elétricas Inteligentes**. **Ministério do planejamento, Orçamento e Gestão**, v. 1, p. 204, 2014.

PEREIRA, F. S. **Reconfiguração ótima de sistemas de distribuição de energia elétrica baseado no comportamento de colônias de formigas**. 104p. Tese (Doutorado). São Carlos: Universidade de São Paulo, 2010.

PFITSCHER, L. **Reconfiguração automática das redes de energia elétrica com monitoramento em tempo real**. 146p. Tese (Doutorado). Santa Maria: Universidade Federal de Santa Maria, 2013.

QUEIROZ, L. M. O. DE. **Estimação e Análise das Perdas Técnicas na Distribuição de Energia Elétrica**. 161p. Tese (Doutorado). Campinas: Universidade Estadual de Campinas, 2010.

REICHL, J. et al. Electricity supply security, service valuation, and public perception of energy infrastructure. **In: Protecting Electricity Networks from Natural Hazards**. Viena: Organization for Security and Co-operation in Europe, 2016. p. 34–43.



SEXAUER, J.; ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. New User Primer: The Open Distribution System Simulator (OpenDSS). **Training Materials**, n. September, p. 35, 2012.

SHENKMAN, A. L. Energy loss computation by using statistical techniques. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 5, n. 1, p. 254–258, 1990.

SHIRMOHAMMADI, D. et al. A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 3, n. 2, p. 753–762, maio 1988.

WANG, C.; CHENG, H. Z. Optimization of network configuration in large distribution systems using plant growth simulation algorithm. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 23, n. 1, p. 119–126, 2008.

YINGDAN, F.; XIN, A. The review of load scheduling model research based on demand response method. **Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, APPEEC**, p. 1–5, 2013.

## APÊNDICE A – PRINCIPAIS COMANDOS PARA ADIÇÃO DE ELEMENTOS NO OPENDSS

Neste apêndice estão descritos os principais comandos para adição de elementos no OpenDSS. São mostrados apenas os comandos de adição dos elementos, onde o ajustes dos parâmetros de cada um desses elementos pode ser visto no menu de ajuda do software. Os modos de simulação não foram mostrados pois foram exemplificados ao decorrer do trabalho.

New Object=circuit.Nome ! Cria um novo circuito

New Vsource.Nome ! Cria uma nova fonte de tensão

New Transformer.Nome ! cria uma subestação

New Loadshape.Nome ! Insere uma curva de carga na simulação

New Line.Nome ! Cria uma nova linha

New Load.Nome daily=curva ! Insere uma carga e sua respectiva curva de consumo

New Swtcontrol.Nome ! Insere uma chave no sistema

Edit SwtControl.Nome ! Edita uma chave já alocada no sistema

New Energymeter.Nome ! Insere um medidor de energia no sistema

set NormVminpu=0.93 EmergVminpu=0.9 normvmaxpu=1.05! Define os valores normais, de emergência, e máximos de tensão para atendimento de cargas.

Export Meter ! exporta os resultados dos medidores para arquivos CSV

Export Monitor Nome ! Exporta os resultados dos monitores para arquivos CSV

!O comando export pode ser utilizado para a exportação de todos os resultados fornecidos pelo OpenDSS

New Monitor.nome ! Insere um monitor no elemento especificado

Solve ! Roda o fluxo de potência

## APÊNDICE B – CÓDIGO UTILIZADO NO OPENDSS

Neste apêndice, o código utilizado no OpenDSS está demonstrado, com sua divisão feita em partes para melhor organização. Lembrando que o sistema utilizado foi baseado no de 34 barras da IEEE, que é padrão do OpenDSS

### B.1 ADIÇÃO DAS FONTES E SUBESTAÇÕES

Todas as linhas foram definidas com a unidade de medida padrão como quilômetro.

```
New object=circuit.ieee34-2
```

```
~basekv=69 pu=1.0 angle=30 mvasc3=200000 bus1=sourcebus
```

```
New Vsource.G2
```

```
~basekv=69 pu=1.0 angle=30 mvasc3=200000 bus1=sourcebus2
```

```
New Transformer.SubXF Phases=3 Windings=2 Xhl=0.001 ppm=0
```

```
~wdg=1 bus=sourcebus conn=Delta kv=69 kva=15000 %r=0.0005
```

```
~wdg=2 bus=medidor1 conn=wye kv=23.1 kva=15000 %r=0.0005
```

```
New Transformer.SubXF2 Phases=3 Windings=2 Xhl=0.001 ppm=0
```

```
~wdg=1 bus=sourcebus2 conn=Delta kv=69 kva=15000 %r=0.0005
```

```
~wdg=2 bus=medidor2 conn=wye kv=23.1 kva=15000 %r=0.0005
```

### B.2 ADIÇÃO DAS LINHAS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Redirect IEEELineCodes.dss ! Importa as linecodes de outro arquivo DSS existente

```
New Line.medidor1 Phases=3 Bus1=medidor1 Bus2=800.1.2.3 LineCode=305
```

```
Length=0.001
```

```
New Line.medidor2 Phases=3 Bus1=medidor2 Bus2=840.1.2.3 LineCode=305
```

```
Length=0.001
```

```
New Line.L1 Phases=3 Bus1=800.1.2.3 Bus2=802.1.2.3 LineCode=300 Length=0.79
```

```
New Line.L2 Phases= 3 Bus1 = 802.1.2.3 Bus2 = 806.1.2.3 LineCode=305 Length=1.05
```

```
New Line.L3 Phases=3 Bus1=806.1.2.3 Bus2=808.1.2.3 LineCode=305 Length=5.28
```

```
New Line.L5 Phases=3 Bus1=808.1.2.3 Bus2=812.1.2.3 LineCode=305 Length=5.67
```

```
New Line.L6 Phases=3 Bus1=812.1.2.3 Bus2=814.1.2.3 LineCode=305 Length=6.02
```

```
New Line.L7 Phases=3 Bus1=814r.1.2.3 Bus2=850.1.2.3 LineCode=301 Length=1.001
```

```
New Line.L24 Phases=3 Bus1=850.1.2.3 Bus2=816.1.2.3 LineCode=301 Length=1.09
```

```
New Line.L9 Phases=3 Bus1=816.1.2.3 Bus2=824.1.2.3 LineCode=305 Length=4.82
```

New Line.L22 Phases=3 Bus1=824.1.2.3 Bus2=827.1.2.3 LineCode=305 Length=2.26  
 New Line.L13 Phases=3 Bus1=827.1.2.3 Bus2=828.1.2.3 LineCode=300 Length=0.61  
 New Line.L26 Phases=3 Bus1=828.1.2.3 Bus2=829.1.2.3 LineCode=305 Length=8.5  
 New Line.L14 Phases=3 Bus1=829.1.2.3 Bus2=830.1.2.3 LineCode=305 Length=10  
 New Line.L15 Phases=3 Bus1=830.1.2.3 Bus2=854.1.2.3 LineCode=300 Length=1.16  
 New Line.L27 Phases=3 Bus1=854.1.2.3 Bus2=852.1.2.3 LineCode=305 Length=7.72  
 New Line.L25 Phases=3 Bus1=852r.1.2.3 Bus2=832.1.2.3 LineCode=301 Length=0.001  
 New Line.L16 Phases=3 Bus1=832.1.2.3 Bus2=858.1.2.3 LineCode=305 Length=3.05  
 New Line.L29 Phases=3 Bus1=858.1.2.3 Bus2=834.1.2.3 LineCode=305 Length=3.54  
 New Line.L17 Phases=3 Bus1=834.1.2.3 Bus2=860.1.2.3 LineCode=301 Length=1.28  
 New Line.L30 Phases=3 Bus1=860.1.2.3 Bus2=836.1.2.3 LineCode=301 Length=1.55  
 New Line.L19 Phases=3 Bus1=836.1.2.3 Bus2=840.1.2.3 LineCode=305 Length=1.79  
 New Line.L4 Phases=1 Bus1=808.2 Bus2=810.2 LineCode=300 Length=1.54  
 New Line.L8 Phases=3 Bus1=816.1.2.3 Bus2=818.1.2.3 LineCode=301 Length=1.52  
 New Line.LXFM1 Phases 3 Bus1 = 824 Bus2 = 826 LineCode=305 Length=2.22  
 New Line.L28 Phases=1 Bus1=858.1 Bus2=864.1 LineCode=304 Length=1.01  
 New Line.L18 Phases=3 Bus1=834.1.2.3 Bus2=842.1.2.3 LineCode=300 Length=1.09  
 New Line.L20 Phases=3 Bus1=836.1.2.3 Bus2=862.1.2.3 LineCode=301 Length=0.5  
 Buscoords IEEE34\_BusXYA.csv !Adiciona coordenadas das barras de um arquivo CSV externo ao software

### B.3 ADIÇÃO DOS REGULADORES DE TENSÃO

New transformer.reg1a phases=1 windings=2 bank=reg1 buses=(814.1 814r.1) conns='wye  
 wye' kvs="13.337 13.337" kvas="4000 4000" XHL=.01  
 ~wdg=1 %r=.0001 wdg=2 %r=.0001 ppm=0  
 New regcontrol.creg1a transformer=reg1a winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=110  
 ctprim=100 R=2.7 X=1.6  
 New transformer.reg1b phases=1 windings=2 bank=reg1 buses=(814.2 814r.2) conns='wye  
 wye' kvs="13.337 13.337" kvas="4000 4000" XHL=.01  
 ~wdg=1 %r=.0001 wdg=2 %r=.0001 ppm=0  
 New regcontrol.creg1b transformer=reg1b winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=110  
 ctprim=100 R=2.7 X=1.6  
 New transformer.reg1c phases=1 windings=2 bank=reg1 buses=(814.3 814r.3) conns='wye  
 wye' kvs="13.337 13.337" kvas="4000 4000" XHL=.01  
 ~wdg=1 %r=.0001 wdg=2 %r=.0001 ppm=0  
 New regcontrol.creg1c transformer=reg1c winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=110  
 ctprim=100 R=2.7 X=1.6

New transformer.reg2a phases=1 windings=2 bank=reg2 buses=(852r.1 852.1) conns='wye wye' kvs="13.337 13.337" kvas="4000 4000" XHL=.01  
 ~wdg=1 %r=.0001 wdg=2 %r=.0001 ppm=0  
 New regcontrol.creg2a transformer=reg2a winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=110  
 ctprim=100 R=2.5 X=1.5  
 New transformer.reg2b phases=1 windings=2 bank=reg2 buses=(852r.2 852.2) conns='wye wye' kvs="13.337 13.337" kvas="4000 4000" XHL=.01  
 ~wdg=1 %r=.0001 wdg=2 %r=.0001 ppm=0  
 New regcontrol.creg2b transformer=reg2b winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=110  
 ctprim=100 R=2.5 X=1.5  
 New transformer.reg2c phases=1 windings=2 bank=reg2 buses=(852r.3 852.3) conns='wye wye' kvs="13.337 13.337" kvas="4000 4000" XHL=.01  
 ~wdg=1 %r=.0001 wdg=2 %r=.0001 ppm=0  
 New regcontrol.creg2c transformer=reg2c winding=2 vreg=122 band=2 ptratio=110  
 ctprim=100 R=2.5 X=1.5

#### B.4 ADIÇÃO DOS CONSUMIDORES AO SISTEMA

New Load.s800 Bus1=800 Phases=3 Conn=Wye Model=2 kV= 13.337 kw=115 kVAR=40  
 New Load.s802 Bus1=802 Phases=3 Conn=Wye Model=2 kV= 13.337 kw=100 kVAR= 37  
 New Load.s806 Bus1=806 Phases=3 Conn=wye Model=2 kV= 13.337 kw=110 kVAR= 40  
 New Load.s808 Bus1=808 Phases=3 Conn=Wye Model=2 kV=13.337 kw=100 kVAR= 45  
 New Load.s812 Bus1=812 Phases=3 Conn=Wye Model=2 kV= 13.337 kw=85 kVAR= 35  
 New Load.s814 Bus1=814 Phases=3 Conn=Wye Model=2 kV=13.337 kw=110 kVAR= 43  
 New Load.s850 Bus1 =850.2 Phases=1 Conn=Wye Model=2 kV= 13.337 kw=70 kVAR=30  
 New Load.s816 Bus1=816 Phases=3 Conn=wye Model=2 kV= 13.337 kw=95 kVAR= 40  
 New Load.s824 Bus1=824 Phases=3 Conn=wye Model=2 kV= 13.337 kw=105 kVAR= 35  
 New Load.s854 Bus1=854 Phases=3 Conn=wye Model=2 kV= 13.337 kw=110 kVAR= 45  
 New Load.s852 Bus1=852 Phases=3 Conn=wye Model=2 kV= 13.337 kw=80 kVAR= 30  
 New Load.s832 Bus1=832.3 Phases=1 Conn=Wye Model=2 kV= 13.337 kw=60 kVAR= 25  
 New Load.s858 Bus1=858 Phases=3 Conn=WYE Model=2 kV= 13.337 kw=80 kVAR= 35  
 New Load.s834 Bus1=834 Phases=3 Conn=wye Model=2 kV=13.337 kw=90 kVAR= 37  
 New Load.s860 Bus1=860 Phases=3 Conn=wye Model=2 kV= 13.337 kw=110 kVAR= 44  
 New Load.s836 Bus1=836 Phases=3 Conn=wye Model=2 kV= 13.337 kw=100 kVAR= 37  
 New load.s840 bus1=840 phases=3 conn=wye model=2 kv= 13.337 kw=85 kvar= 35  
 New load.s810 bus1=810.2 phases=1 conn=wye model=2 kv= 13.337 kw=65 kvar= 28  
 New load.s818 bus1=818 phases=3 conn=wye model=2 kv= 13.337 kw=80 kvar= 30  
 New load.s826 bus1=82 phases=3 conn=wye model=2 kv=13.337 kw=108 kvar= 40

New load.s864 bus1=864.1 phases=1 conn=wye model=2 kv= 13.337 kw=65 kvar= 25  
 New load.s842 bus1=842 phases=3 conn=wye model=2 kv= 13.337 kw=100 kvar= 40  
 New load.s862 bus1=862 phases=3 conn=wye model=2 kv=13.337 kw=90 kvar= 35  
 !industriais  
 New load.s827 bus1=827 phases=3 conn=wye model=2 kv= 13.337 kw=440 kvar= 180  
 New load.s828 bus1=828 phases=3 conn=wye model=2 kv= 13.337 kw=360 kvar= 150  
 New load.s829 bus1=829 phases=3 conn=wye model=2 kv= 13.337 kw=380 kvar= 150  
 New load.s830 bus1=830 phases=3 conn=wye model=2 kv= 13.337 kw=420 kvar= 170

## B.5 IMPLEMENTAÇÃO DOS LIMITES DE TENSÃO DE ATENDIMENTO E DAS CURVAS CADASTRADAS NAS CARGAS DO SISTEMA

New loadshape.curva npts=24 interval=1.0 csvfile=demanda.txt  
 New loadshape.curva\_industrial npts=24 interval=1.0 csvfile=demanda\_industrial.txt  
 load.s800.vminpu=0.9 daily=curva  
 load.s802.vminpu=0.9 daily=curva  
 load.s806.vminpu=0.9 daily=curva  
 load.s808.vminpu=0.9 daily=curva  
 load.s814.vminpu=0.9 daily=curva  
 load.s840.vminpu=0.9 daily=curva  
 load.s842.vminpu=0.9 daily=curva  
 load.s830.vminpu=0.9 daily=curva\_industrial  
 load.s850.vminpu=0.9 daily=curva  
 load.s812.vminpu=0.9 daily=curva  
 load.s816.vminpu=0.9 daily=curva  
 load.s827.vminpu=0.9 daily=curva\_industrial  
 load.s828.vminpu=0.9 daily=curva\_industrial  
 load.s832.vminpu=0.9 daily=curva  
 load.s826.vminpu=0.9 daily=curva  
 load.s810.vminpu=0.9 daily=curva  
 load.s818.vminpu=0.9 daily=curva  
 load.s824.vminpu=0.9 daily=curva  
 load.s829.vminpu=0.9 daily=curva\_industrial  
 load.s834.vminpu=0.9 daily=curva  
 load.s852.vminpu=0.9 daily=curva  
 load.s854.vminpu=0.9 daily=curva  
 load.s858.vminpu=0.9 daily=curva  
 load.s864.vminpu=0.9 daily=curva

```
load.s860.vminpu=0.9 daily=curva  
load.s836.vminpu=0.9 daily=curva  
load.s862.vminpu=0.9 daily=curva  
set NormVminpu=0.93 EmergVminpu=0.9 normvmaxpu=1.05
```

## B.6 INCLUSÃO DOS MEDIDORES E MONITORES

```
New energymeter.MedidorV1 element=line.medidor1 terminal=1 Losses=Yes option=(E, T,  
C, R)
```

```
New energymeter.MedidorV2 element=line.medidor2 terminal=1 Losses=Yes option=(E, T,  
C, R)
```

```
New monitor.G1Monitor element=Vsource.Source terminal=1 mode=1
```

```
New monitor.G2monitor element=Vsource.G2 terminal=1 mode=1
```

```
New monitor.Trafo1 element=Transformer.SubXF terminal=1 mode=1
```

```
New monitor.Trafo2 element=Transformer.SubXF2 terminal=1 mode=1
```

```
New monitor.Monitor1V_I element=line.medidor1 terminal=1 mode=0
```

```
New monitor.Monitor2V_I element=line.medidor2 terminal=1 mode=0
```

## APÊNDICE C – LINECODES UTILIZADAS

Neste apêndice estão dispostas as linecodes que foram adicionadas ao sistema. Elas determinam os parâmetros elétricos das linhas cadastradas.

New linecode.300 nphases=3 basefreq=60 units=kft

~rmatrix = (0.2531818 | 0.0397916 0.2507196 | 0.0403409 0.0391287 0.2517803)

~xmatrix = (0.252708333 | 0.1094507 0.256988636 | 0.0949810 0.0869507 0.2551325)

~cmatrix = (2.6801503 | -0.7692810 2.56103 | -0.4995076 -0.3120729 2.4555903)

New linecode.301 nphases=3 basefreq=60 units=kft

~rmatrix = (0.3655303 | 0.04407197 0.36282197 | 0.04467803 0.0433333 0.3639962)

~xmatrix = (0.2673295 | 0.122007576 0.2704734 | 0.1077840 0.0992045 0.2691098)

~cmatrix = (2.5724921 | -0.72160598 2.464381882 | -0.47232939 -0.29896109 2.3688811)

New linecode.302 nphases=1 basefreq=60 units=kft

~rmatrix = (0.530208 ) ~xmatrix = (0.281345 ) ~cmatrix = (2.12257 )

New linecode.303 nphases=1 basefreq=60 units=kft

~rmatrix = (0.530208 ) ~xmatrix = (0.281345 ) ~cmatrix = (2.12257 )

New linecode.304 nphases=1 basefreq=60 units=kft

~rmatrix = (0.363958 )

~xmatrix = (0.269167 )

~cmatrix = (2.1922 )

New linecode.305 nphases=3 basefreq=60 units=kft

~rmatrix=(0.0868455 | 0.0298305 0.0887966 | 0.0238883 0.0258305 0.0868455)

~xmatrix=(0.00825449 | 0.0547210 0.0761452 | 0.0259161 0.0407210 0.0625449)

~cmatrix=(2.68 | -0.70 2.56| -0.34 -0.3 2.54)



## ANEXO A – LIMITES DE TENSÃO DE ATENDIMENTO UTILIZADAS

O módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2018) referente a qualidade de energia elétrica, define os valores adequados, precários e críticos de tensões em regime permanente para cada faixa de operação. Como o sistema opera com tensões nominais entre 23,1kV e 69kV, os valores mínimos e máximos adequados usados nas simulações foram os demonstrados na Tabela A.1;

Tabela A.1 – Limites de tensão de atendimento em conexão com tensões nominais superiores a 1kV e inferiores a 69 kV.

<b>Tensão de Atendimento (TA)</b>	<b>Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)</b>
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL \leq 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

Fonte: ANEEL (2018).