

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA  
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA

GABRIEL NOGUEIRA NICO

**APLICAÇÃO DO SOFTWARE OPENDSS NA ANÁLISE DA QUALIDADE DO  
SERVIÇO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Uberlândia

2023

GABRIEL NOGUEIRA NICO

**APLICAÇÃO DO SOFTWARE OPENDSS NA ANÁLISE DA QUALIDADE DO  
SERVIÇO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Trabalho de Conclusão de apresentado à Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia como requisito parcial para obtenção do título de bacharel em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Distribuição de Energia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. José Rubens Macedo Junior.

Uberlândia

2023

Ficha Catalográfica Online do Sistema de Bibliotecas da UFU com  
dados informados pelo(a) próprio(a) autor(a).

N633  
2023

Nico, Gabriel Nogueira, 1998-  
Aplicação do software OpenDSS na análise da qualidade  
do serviço em redes de distribuição de energia elétrica  
[recurso eletrônico] / Gabriel Nogueira Nico. - 2023.

Orientador: José Rubens Macedo Jr..  
Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -  
Universidade Federal de Uberlândia, Graduação em  
Engenharia Elétrica.

Modo de acesso: Internet.

Inclui bibliografia.

Inclui ilustrações.

1. Engenharia elétrica. I. Jr., José Rubens Macedo,  
1972-, (Orient.). II. Universidade Federal de  
Uberlândia. Graduação em Engenharia Elétrica. III.  
Título.

CDU: 621.3

Bibliotecários responsáveis pela estrutura de acordo com o AACR2:  
Gizele Cristine Nunes do Couto - CRB6/2091  
Nelson Marcos Ferreira - CRB6/3074

GABRIEL NOGUEIRA NICO

**APLICAÇÃO DO SOFTWARE OPENDSS NA ANÁLISE DA QUALIDADE DO  
SERVIÇO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Trabalho de Conclusão de apresentado à Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia como requisito parcial para obtenção do título de bacharel em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Distribuição de Energia Elétrica.

Uberlândia, 16 de novembro de 2023.

Banca Examinadora:

---

José Rubens Macedo Junior – Prof. Dr. (UFU)

---

Isaque Nogueira Gondim – Prof. Dr. (UFU)

---

Pedro Henrique Aquino Barra – Prof. Dr. (UFU)

Dedico este trabalho aos meus pais e minha  
parceira, pela confiança, pela compreensão e  
por acreditarem na minha capacidade.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço à minha família, que me apoiou nessa incrível jornada. Aos meus pais, minha avó, minha parceira.

Agradeço ao professor e amigo José Rubens Macedo Junior o incentivo, motivação e orientação nesta caminhada acadêmica.

Aos colegas da 95ª turma da Faculdade de Engenharia Elétrica, que me motivaram em todos os momentos desde meu ingresso, e que me auxiliaram nas maiores adversidades.

Agradeço ao Programa de Educação Tutorial da Faculdade de Engenharia Elétrica (PET Elétrica UFU) e ao Ministério da Educação (MEC) pela bolsa concedida durante minha graduação.

Agradeço também a todos os professores com quem tive a honra de ter sido aluno, aos funcionários da Faculdade de Engenharia Elétrica, aos técnicos que nos apoiaram e também aos colegas do PET.

“And in the end, the love you take is  
equal to the love you make.”

(Lennon-McCartney)

## RESUMO

Indicadores de qualidade do serviço são elementos que visam fornecer mecanismos para acompanhamento e controle do desempenho das distribuidoras e das transmissoras detentoras de Demais Instalações de Transmissão – DIT, além de fornecer subsídios para os planos de reforma, melhoramento e expansão da infraestrutura destas companhias, bem como oferecer aos consumidores parâmetros para avaliação do serviço prestado pelas concessionárias. O objetivo deste estudo é investigar como o software OpenDSS consegue implementar redes de distribuição elétrica no âmbito computacional para o cálculo dos indicadores de qualidade do serviço DEC e FEC. Foram realizadas análises teóricas e computacionais de dois circuitos elétricos, com 520 e 18.200 unidades consumidoras. A análise dos dados foi feita de modo a mensurar o erro entre os cálculos teóricos e computacionais, indicando resultados com divergências abaixo de 0,30%. Este estudo fornece sustentação para a utilização do software OpenDSS em larga escala para as distribuidoras e das transmissoras detentoras de Demais Instalações de Transmissão – DIT para cálculos de DEC e FEC.

**Palavras-chave:** Qualidade do serviço; OpenDSS; Distribuição de energia elétrica; DEC; FEC.



## ABSTRACT

Reliability metrics are elements that focus on providing mechanisms for monitoring and controlling the performance of distribution systems, in addition to providing subsidies for the reform, improvement and expansion plans of the infrastructure of those systems, as well offering consumers clauses to evaluate the service provided by the energy companies. The objective of this study is to investigate how OpenDSS software can implement electrical distribution networks in a computational scope to calculate SAIDI and SAIFI reliability metrics. Theoretical and computational calculations were carried out on two electrical circuits, with 520 and 18,200 consumer units. In order to measure the error between theoretical and computational calculations, results had the divergences below 0.22%. This study provides support for the use of OpenDSS software on a large scale for distribution and transmitters companies for SAIDI and SAIFI calculations.

**Keywords:** Reliability metrics; OpenDSS; Distribution of Electric Energy; SAIDI; SAIFI.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1	Circuito elétrico com 730 unidades consumidoras com redundância de subestações.	16
Figura 2	Circuito elétrico com 730 unidades consumidoras com redundância de subestações quando existe uma falta entre os elementos D e E	17
Figura 3	Circuito elétrico com 830 unidades consumidoras sem redundância de subestações quando existe uma falta entre os elementos D e E	18
Figura 4	Esquema elétrico de um alimentador simples com 520 unidades consumidoras e três possíveis faltas	19
Figura 5	Esquema elétrico de um alimentador simples com 18.200 unidades consumidoras e 6 possíveis faltas	22
Figura 6	Código OpenDSS: Equivalente de Thévenin para o circuito A.	31
Figura 7	Código em OpenDSS para as linhas de transmissão do circuito A.	31
Figura 8	Código em OpenDSS para as unidades consumidoras do circuito A	32
Figura 9	Código em OpenDSS para os elementos de proteção do circuito A	33
Figura 10	Código em OpenDSS para medidor do circuito A	33
Figura 11	Código em OpenDSS com os comandos para a devida execução das linhas de código para o circuito A	34
Figura 12	Código OpenDSS: Equivalente de Thévenin para o circuito B.	34
Figura 13	Código em OpenDSS para as linhas de transmissão do circuito B de distribuição	35
Figura 14	Código em OpenDSS para as cargas e unidades consumidoras do circuito B de distribuição	35
Figura 15	Código em OpenDSS para o medidor elétrico do circuito B de distribuição	36
Figura 16	Código em OpenDSS para os elementos de proteção do circuito B de distribuição	36

Figura 17	Código em OpenDSS todos os elementos da Subestação de Distribuição de número 3	37
Figura 18	Código em OpenDSS todos os elementos da Subestação de Distribuição de número 2	38
Figura 19	Código em OpenDSS todos os elementos da Subestação de Distribuição de número 1	39
Figura 20	Código em OpenDSS para a execução e retorno dos indicadores DEC e FEC do circuito B de distribuição	40

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Indicadores de qualidade do serviço, calculados analiticamente, para o circuito elétrico A	20
Tabela 2	Indicadores de qualidade do serviço, calculados analiticamente, para o circuito elétrico B de distribuição	26
Tabela 3	Indicadores de qualidade do serviço, calculados analiticamente, de cada falta para o circuito elétrico B de distribuição	26
Tabela 4	Resultados obtidos via simulação do OpenDSS para cada uma das faltas do circuito A	41
Tabela 5	Indicadores de qualidade do serviço obtidos via simulação do OpenDSS para cada uma das subestações do circuito B de distribuição	41
Tabela 6	Indicadores de qualidade do serviço obtidos via simulação do OpenDSS para cada falta do circuito B de distribuição	42
Tabela 7	Erros absolutos para cada uma das faltas do circuito A	42
Tabela 8	Erros percentuais para cada uma das faltas do circuito A	43
Tabela 9	Erros absolutos e relativos para cada uma das subestações do circuito de quatro subestações.	43
Tabela 10	Erros absolutos e relativos para cada uma das faltas do circuito de quatro subestações	43
Tabela 11	Erros mínimos, médios e máximos. (percentual)	45

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BT	Baixa Tensão
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
DIC	Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FIC	Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão
MT	Média Tensão
NA	Normalmente Aberto
NF	Normalmente Fechado
OpenDSS	Open Distribution System Simulator
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
SD	Subestação de Distribuição

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>12</b>
<b>2</b>	<b>DESENVOLVIMENTO.....</b>	<b>14</b>
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA.....</b>	<b>30</b>
<b>4</b>	<b>RESULTADOS .....</b>	<b>42</b>
<b>5</b>	<b>DISCUSSÃO .....</b>	<b>45</b>
<b>6</b>	<b>CONCLUSÃO.....</b>	<b>46</b>
	<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>47</b>
	<b>APÊNDICE 1 – CÓDIGO EM OPENDSS: CIRCUITO A DE DISTRIBUIÇÃO .....</b>	<b>48</b>
	<b>APÊNDICE 2 – CÓDIGO EM OPENDSS: CIRCUITO B DE DISTRIBUIÇÃO .....</b>	<b>50</b>

## 1 INTRODUÇÃO

A crescente demanda por energia elétrica em todo o mundo tem colocado pressão significativa nas redes de distribuição de energia, tornando a garantia da qualidade do serviço uma prioridade para as empresas de distribuição e reguladores do setor elétrico. A confiabilidade e eficiência dessas redes desempenham um papel fundamental na satisfação do cliente, no funcionamento eficaz de sistemas elétricos e, por extensão, no desenvolvimento econômico. Portanto, é de extrema importância que sejam desenvolvidas ferramentas avançadas e métodos de análise para avaliar e melhorar a qualidade do serviço em sistemas de distribuição de energia elétrica.

A qualidade do serviço, em sistemas de distribuição de energia elétrica, é um conjunto de parâmetros que mede o grau de satisfação do serviço em relação à confiabilidade, disponibilidade, estabilidade e eficiência do fornecimento de eletricidade. Este conceito engloba diversos aspectos essenciais para assegurar que a eletricidade seja entregue de forma consistente e satisfatória aos usuários.

Os dois parâmetros que serão abordados de maneira analítica neste trabalho são os indicadores DEC e FEC, mas existem diversos outros. O FEC avalia a frequência média com que as interrupções de energia elétrica ocorrem em uma unidade consumidora durante um período específico. O DEC, por sua vez, é um parâmetro que avalia a duração média das interrupções de energia elétrica sofridas por uma unidade consumidora em um determinado período de tempo.

Em relação aos procedimentos de distribuição, a ANEEL é uma autarquia federal brasileira responsável por regular e fiscalizar o setor de energia elétrica no país. Criada em 1996, tem a missão de promover um ambiente regulatório que assegure o acesso à energia elétrica de qualidade, além de incentivar a concorrência e a eficiência no setor. O PRODIST é o conjunto de regulamentos e procedimentos estabelecidos pela própria Agência para padronizar e regular as atividades relacionadas à distribuição de energia elétrica. Este Procedimento é composto por vários módulos, sendo que cada um deles aborda aspectos específicos da distribuição de energia, como normas técnicas, padrões de qualidade e regulamentos operacionais. O módulo mais importante para o contexto deste trabalho é o Módulo 8, o qual trata da qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica, que estabelece procedimentos relativos à qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras aos consumidores e às distribuidoras acessantes.

O OpenDSS (Open Distribution System Simulator) surgiu como uma ferramenta poderosa e versátil que oferece a capacidade de modelar e simular redes de distribuição de energia com um alto grau de precisão. Sua aplicação na análise da qualidade do serviço tem se mostrado promissora, oferecendo uma oportunidade única para aprimorar a operação e manutenção de sistemas de distribuição, além de facilitar a tomada de decisões.

Este Trabalho tem como objetivo explorar a aplicação do software OpenDSS na análise da qualidade do serviço em redes de distribuição de energia elétrica, especialmente para identificar os indicadores de DEC e FEC, seguindo as normas estabelecidas pelo módulo 8 do PRODIST. Além disso, será investigado como o software pode ser utilizado para avaliar o impacto de diversas faltas de energia relacionadas às redes de distribuição, bem como avaliados os desafios e oportunidades associados à implementação prática do OpenDSS em cenários reais.

Em primeira instância, serão abordadas os cenários teóricos e práticos relacionados ao cálculo dos indicadores de qualidade do serviço, explorando estudos de caso, análises comparativas e recomendações para aprimorar a estes indicadores em um contexto situacional. Espera-se que esta pesquisa contribua para o desenvolvimento de soluções inovadoras que beneficiem tanto as empresas de distribuição quanto os consumidores, promovendo um sistema elétrico mais eficaz e confiável.

Por meio desta investigação, espera-se proporcionar uma visão abrangente da importância da aplicação do OpenDSS e uma valorização dessa poderosa ferramenta, alavancando as capacidades da simulação computacional avançada para impulsionar o setor de energia elétrica em direção a um futuro mais confiável, disponível, estável, de qualidade e eficiente.

A estrutura do desenvolvimento deste trabalho é dada pela introdução teórica dos conceitos de DEC e FEC, logo em seguida os cálculos analíticos de dois circuitos (Circuito A e Circuito B), logo em seguida a simulação computacional destes mesmos circuitos no software OpenDSS. Serão apresentados os resultados em tabelas comparando-se os campos, bem como calculando-se os erros associados às medidas postuladas. Por fim, conclusões referentes à aplicação do software OpenDSS para cálculos dos indicadores de qualidade do serviço.



## 2 DESENVOLVIMENTO

O desenvolvimento do trabalho se dará em três blocos, segmentados na fundamentação teórica, no cálculo dos indicadores DEC e FEC de um alimentador simples e de um circuito B de distribuição e uma breve explicação dos comandos executados no software OpenDSS.

### 2.1 Fundamentos teóricos

Como mencionado, o Módulo 8 do PRODIST trata da regulamentação referente tanto à qualidade do produto como do serviço de energia elétrica no âmbito nacional. No escopo deste trabalho, serão abordados os indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica de maneira teórica e computacional.

Através do monitoramento das interrupções e da análise dos indicadores de continuidade de serviço, as empresas distribuidoras, os consumidores e a ANEEL têm a capacidade de avaliar a qualidade do serviço prestado e o desempenho do sistema elétrico. Nesta seção, são definidos os indicadores que medem a continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica, tanto em relação à duração quanto à frequência das interrupções. Esses indicadores devem ser calculados em intervalos mensais, trimestrais e anuais. Existem tantos indicadores de continuidade em âmbito individual como em âmbito coletivo.

Faz-se necessário também a definição de interrupção no contexto do estudo de distribuição. Em resumo, uma interrupção em sistemas de energia elétrica é um desligamento não programado, que seja superior a 3 minutos, e que pode ser causado por uma variedade de fatores, e que requer ações de monitoramento, manutenção e reparo para restaurar o fornecimento de eletricidade de forma eficiente e segura.

O primeiro indicador de qualidade do serviço estudado nesta obra é o DIC, que representa a Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão. Este indicador pode ser calculado através da seguinte equação, e é expresso em horas e centésimos de hora:

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (1)$$

Onde  $i$  representa o índice de interrupções da unidade consumidora no período de apuração, variando de 1 a  $n$ ,  $n$  sendo o número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração, e por último  $t(i)$  sendo o tempo de duração da interrupção ( $i$ ) da unidade consumidora considerada ou ponto de conexão, no período de apuração. O DIC representa quanto tempo uma unidade consumidora ficou interrompida em um dado período de estudo.

Já o segundo indicador é o FIC, que representa a Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão. Pode ser calculado através da seguinte equação, e é expresso em número de interrupções:

$$FIC = n \quad (2)$$

De maneira simplificada, é um indicador que representa o número de interrupções que uma dada unidade consumidora sofreu em um dado período de estudo.

Sabendo-se dos indicadores de continuidade individuais, iniciar-se-á a definição dos indicadores de continuidade de conjunto de unidades consumidoras, sendo o primeiro deles o DEC, Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, que pode ser calculado de acordo com a seguinte fórmula, expresso em horas:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} DIC(i)}{Cc} \quad (3)$$

Onde  $Cc$  é o número total de unidades consumidoras faturadas no conjunto no período de apuração, atendidas tanto em BT ou MT.

A função do DEC é quantificar o tempo médio que um cliente fica sem energia elétrica devido a interrupções no fornecimento.

Por último, é possível calcular o indicador FEC, Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, de acordo com a seguinte fórmula:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} FIC(i)}{Cc} \quad (4)$$

Um ponto importante que deve ser ressaltado é que os indicadores de continuidade de conjunto de unidades consumidoras e individuais deverão ser apurados considerando as

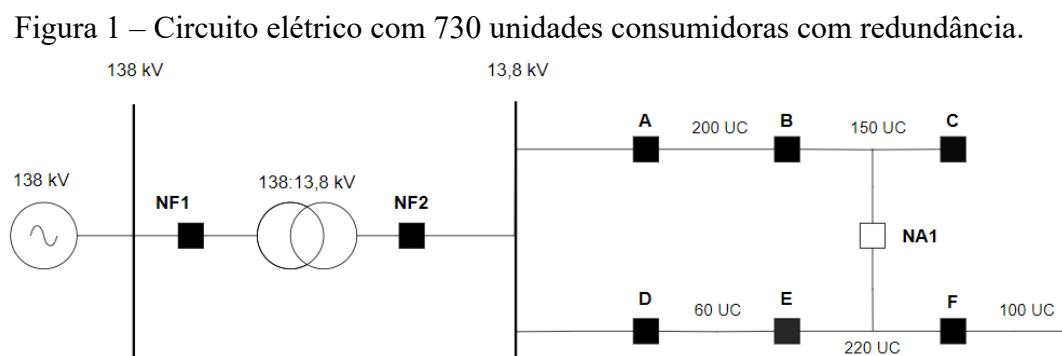
interrupções de longa duração, ou seja, interrupções que possuem tempo igual ou maior a três minutos.

Para as análises que serão realizadas em sequência dos indicadores de qualidade, se faz necessário conceituar como os estudos serão efetuados mediante a atuação de dispositivos de proteção, e também suas importâncias.

A proteção de sistemas elétricos em distribuição de energia é essencial por diversas razões fundamentais, como garantir a segurança pública, evitando incêndios, choques elétricos, danos materiais e, em casos extremos, até mesmo em riscos à vida. Além disso, visa evitar danos a equipamentos, já que ações externas podem causar danos significativos a equipamentos elétricos sensíveis. Além destes pontos, a proteção também existe para assegurar a continuidade do fornecimento: interrupções frequentes de energia podem causar sérios transtornos para consumidores, empresas e indústrias. A proteção adequada do sistema elétrico ajuda a manter a continuidade do fornecimento de energia, garantindo que as interrupções sejam minimizadas e de curta duração.

Para o presente trabalho, os elementos de proteção serão sempre representados por quadrados que podem estar preenchidos com cor sólida ou não. Quando preenchidos por cor sólida, representam uma chave NF (normalmente fechada), e quando estiverem sem preenchimento, uma chave NA. Além disso, por definição, as faltas sempre serão extinguidas pelos dois elementos de proteção imediatamente à jusante e à montante da falta, de maneira simultânea e perfeitamente, não permitindo falhas na atuação bem como a atuação de proteções de retaguarda ou similares. Quando não existir um elemento de proteção à jusante, considerar-se apenas o elemento à montante, com os mesmos preceitos anteriores.

Como exemplo, toma-se como base o circuito elétrico da Figura 1. Trata-se de um circuito com 730 unidades consumidoras e uma redundância para toda essa massa consumidora através da chave NA1, que atua apenas quando identifica uma falta, alimentada em 13,8 kV.

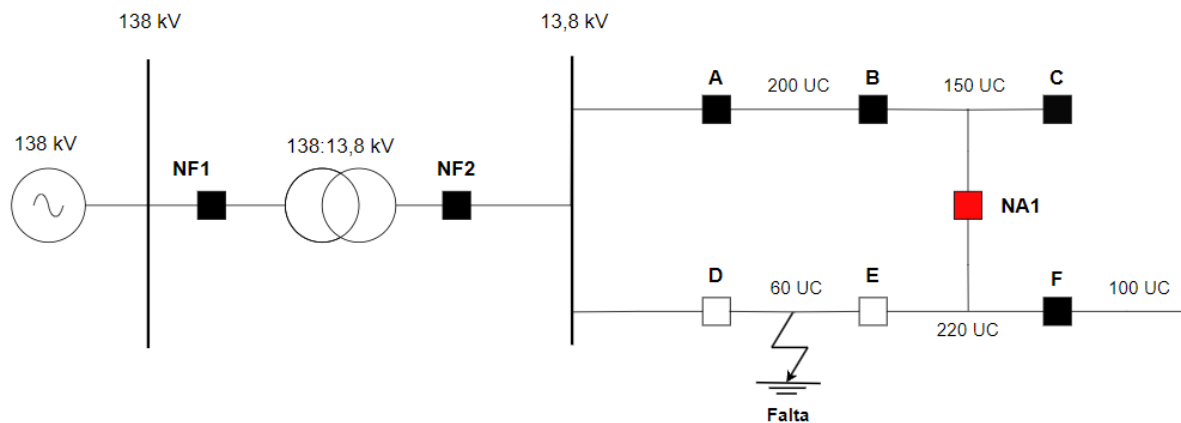


Fonte: O Autor.

Suponha que surja uma falta entre os elementos de proteção D e E, que por consequência acionará os dispositivos de proteção e causará uma interrupção. Ora, para assegurar que os princípios de garantir a segurança pública, evitar danos e manter a continuidade do fornecimento de energia da maior quantidade possível de consumidores, é imprescindível que justamente e unicamente os elementos D e E atuem para extinguir a falta e permitir que a interrupção possa ser resolvida pelos órgãos competentes.

Tal situação é justamente o que pode ser observado na Figura 2, a qual demonstra que, mediante uma falta, apenas 60 unidades consumidoras serão desativadas pela atuação das chaves de proteção D e E. Note que, ainda que exista uma perturbação no sistema, 670 unidades consumidoras ainda continuam com sua disponibilidade de energia elétrica inalterada.

Figura 2 – Circuito elétrico com 730 unidades consumidoras com redundância de subestações quando existe uma falta entre os elementos D e E.



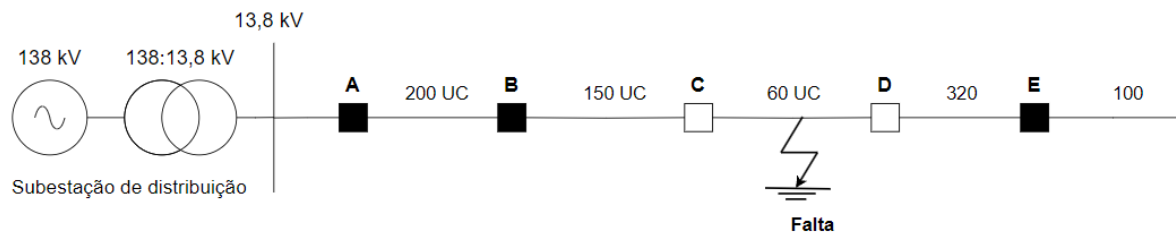
Fonte: O Autor.

Partindo de tal exemplo, quando da ocorrência de uma falta (que pode ser um curto-circuito fase-terra, por exemplo), apenas o trecho afetado pela falta precisa ser interrompido, sendo que todos os outros consumidores devem continuar com o serviço de energia elétrica normalmente.

Entretanto, quando não existe uma redundância de subestações, como no caso da Figura 3, todos os consumidores à jusante de uma dada falta são interrompidos, já que não existe qualquer outra fonte de energia para supri-los. São nessas situações que podem ser implementados mecanismos de chaves normalmente abertas ao decorrer do circuito para atuar no reestabelecimento do serviço.

Para a Figura 3, os grupos de unidades consumidoras de 60, 320 e 100 consumidores serão interrompidos, pois estão à jusante da chave C e, portanto, não possuem qualquer forma de receber energia elétrica para consumo.

Figura 3 – Circuito elétrico com 830 unidades consumidoras sem redundância de subestações quando existe uma falta entre os elementos C e D.



Fonte: O Autor.

Agora imagine o leitor que exista uma chave NA conectada à jusante de D e à montante de E que está conectada à outra subestação distante, mas que apenas altera seu estado de NA para NF após 15 minutos quando da identificação de uma falta no trecho CD. É justamente nesse cenário que se aprofundarão os estudos para os cálculos dos indicadores DEC e FEC deste trabalho, identificando como o sistema elétrico se comporta com o remanejamento de cargas para outras fontes de energia.

## 2.2 Desenvolvimento de um alimentador simples – Circuito A

Para um breve contexto de como a análise da qualidade do serviço é realizada, toma-se um único alimentador simples, o circuito A, com três faltas associadas, conforme indicado pela Figura 4. Serão calculados os indicadores de DEC e FEC para tal sistema, considerando-se que as faltas possuem a duração das interrupções de acordo com o explícito abaixo:

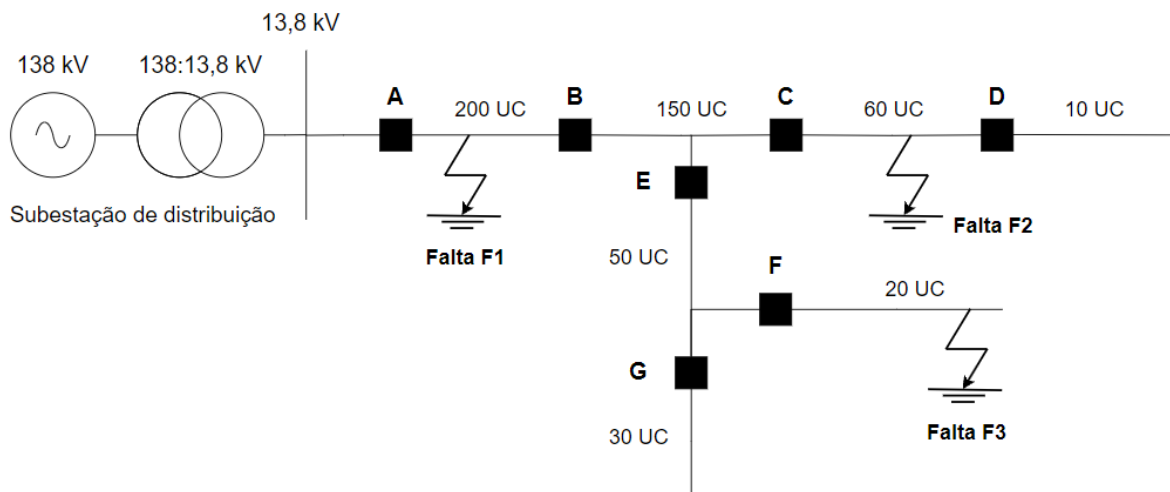
- **Falta 1:** Duração de 2 horas de interrupção
- **Falta 2:** Duração de 3 horas de interrupção
- **Falta 3:** Duração de 40 minutos de interrupção.

Além disso, considere o leitor que as faltas do sistema nunca atuam em modo simultâneo e que sempre acionam a proteção elétrica à jusante (quando possível) e à montante, isolando o curto imediatamente. Não serão caracterizadas as funções e proteções específicas para o estudo

deste trabalho, visto que este não é o objetivo da análise (tal como denominações de relés, disjuntores e religadores).

Como em todos indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica são necessários referenciais para análise, toma-se como regra que o referencial será o primeiro elemento de proteção a jusante do transformador ou fonte da subestação. No caso do exemplo da Figura 4, o referencial será o elemento de proteção designado pela letra A.

Figura 4 – Esquema elétrico de um alimentador simples com 520 unidades consumidoras e três possíveis faltas



Fonte: O Autor.

Para a devida análise do sistema postulado anteriormente, serão calculados os indicadores DEC para cada uma das faltas, com o referencial no elemento de proteção A.

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} DIC(i)}{Cc}$$

$$DEC_{F1} = \frac{(200 + 150 + 60 + 10 + 50 + 30 + 20) \times 2}{520} = 2,00 \text{ horas/cons.}$$

$$DEC_{F2} = \frac{(60 + 10) \times 3}{520} = 0,4038 \text{ horas/cons.}$$

$$DEC_{F3} = \frac{20 \times \left(\frac{40}{60}\right)}{520} = 0,0256 \text{ horas/cons.}$$

Por fim, calcular-se-á o DEC total para o sistema, considerando-se o referencial no elemento de proteção A.

$$DEC = DEC_{F1} + DEC_{F2} + DEC_{F3}$$

$$DEC = 2,00 + 0,4038 + 0,0256$$

$$DEC = 2,4294 \text{ horas/cons.}$$

Agora será calculado o indicador FEC para o mesmo sistema. A mesma análise para cada uma das faltas será aplicada:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} FIC(i)}{Cc}$$

$$FEC_{F1} = \frac{520 \times 1}{520} = 1,00 \text{ interrup./cons.}$$

$$FEC_{F2} = \frac{(60 + 10) \times 1}{520} = 0,1346 \text{ interrup./cons.}$$

$$FEC_{F3} = \frac{20 \times 1}{520} = 0,0384 \text{ interrup./cons.}$$

Em última instância, o FEC total para o sistema, considerando-se o referencial no elemento de proteção A.

$$FEC = FEC_{F1} + FEC_{F2} + FEC_{F3}$$

$$FEC = 1,00 + 0,1346 + 0,0384$$

$$FEC = 1,1730 \text{ interrup./cons.}$$

A Tabela 1 apresenta os indicadores de qualidade do serviço para o sistema da Figura 1, concatenando todos os dados calculados para o sistema exemplificado com um alimentador simples em 13,8 kV.

Tabela 1 – Indicadores de qualidade do serviço, calculados analiticamente, para o circuito elétrico A.

Indicador	Falta 1	Falta 2	Falta 3	Total
DEC (horas/cons.)	2,0000	0,4038	0,0256	2,4294
FEC (interr./cons.)	1,0000	0,1346	0,0384	1,1730

Fonte: O autor.

Note o leitor que cada falta possui características únicas. A falta de número 1, por exemplo, é a responsável pelo desabastecimento de toda a rede do alimentador, e por isso apresenta um DEC justamente com o valor temporal de sua interrupção, bem como um FEC unitário, já que todos os consumidores sofreram com uma interrupção.

### 2.3 Desenvolvimento de um sistema elétrico complexo – Circuito B

A fim de compreender a complexidade de um sistema elétrico maior e não trivial como o sistema apresentado na seção 2.2, será analisada uma malha elétrica composta de 4 subestações de distribuição em 13,8 kV, com uma vasta gama de consumidores distribuída entre elas – o Circuito B. Além disso, o sistema de distribuição é constituído de 50 chaves NF e 10 chaves NA, estas últimas podendo realizar a transferência de um grupo de unidades consumidoras, de acordo com dada parametrização, de uma subestação para outra. Ou seja, uma unidade consumidora que, em condições normais, está sendo alimentada pela Subestação 1, pode muito bem, em situações de interrupção, ser realocada para a Subestação 4, por exemplo.

Isso significa um maior grau de complexidade para os cálculos de DEC e FEC, pois representa diferentes estágios de cálculo e diferentes modelagens para cada um dos consumidores, visto que existe um remanejamento de cargas dependendo das interrupções no sistema.

Para o circuito representado na Figura 5, considere as seguintes situações:

- **Falta 1:** Duração de 150 minutos de interrupção, entre as chaves 6 e 7;
- **Falta 2:** Duração de 4,50 horas de interrupção, entre as chaves 3, 4, 5 e NA1;
- **Falta 3:** Duração de 3,30 horas de interrupção, entre as chaves 15, 16 e NA1;
- **Falta 4:** Duração de 2,00 horas de interrupção, entre as chaves 28, 29 e 33;
- **Falta 5:** Duração de 1,40 horas de interrupção, entre as chaves 23 e 24;
- **Falta 6:** Duração de 70 minutos de interrupção, entre as chaves 44 e 45.

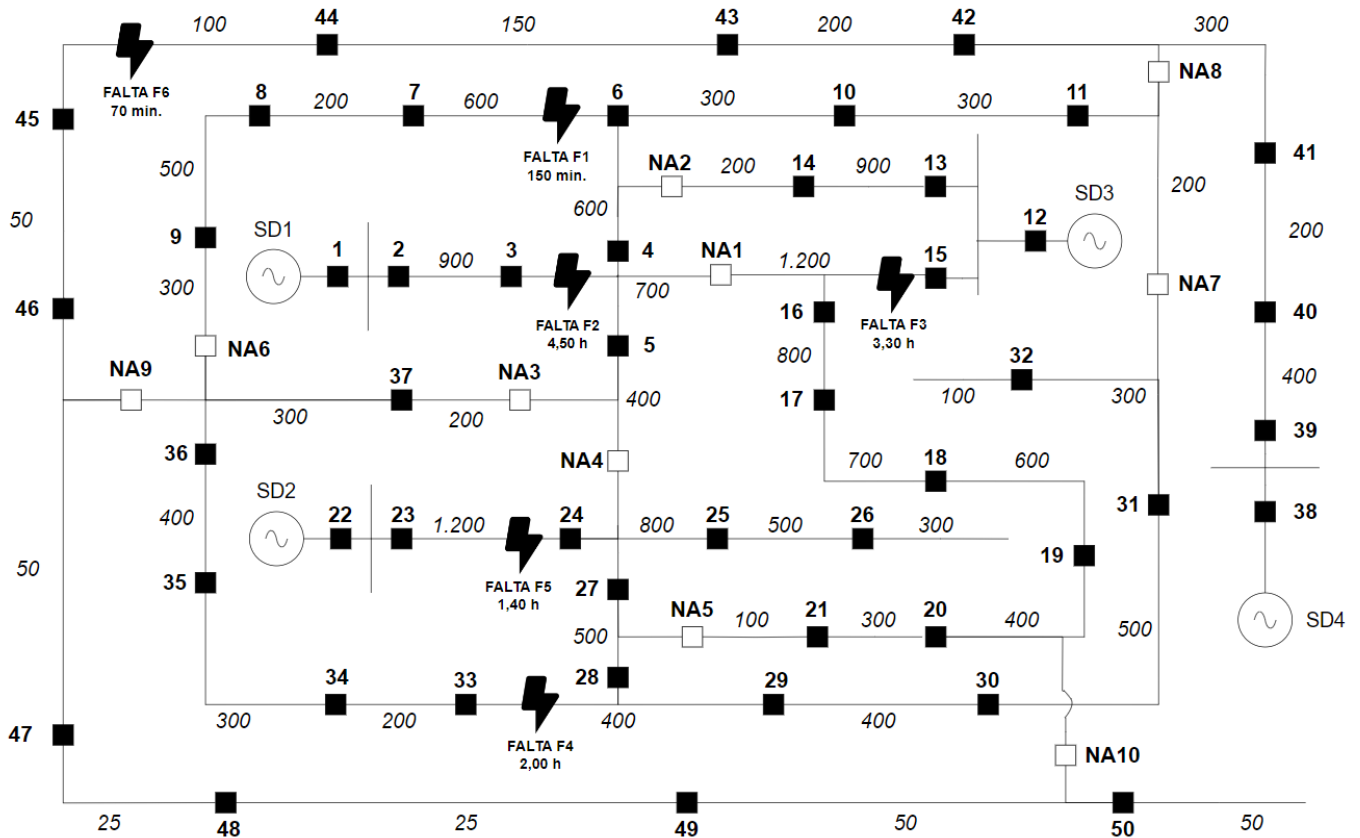
Além disso, considere o leitor as seguintes alterações de alimentação durante as faltas:

- **Falta 1:** Não existe qualquer remanejamento de carga;
- **Falta 2:** Toda a carga situada a jusante da chave (6) é transferida para a subestação SD2, através do fechamento da chave (NA6), em exatos 40 minutos após o início da falta e toda a carga remanescente situada a jusante da chave (4) é transferida para a subestação SD3, através do fechamento da chave (NA2), em 20 minutos após a transferência anterior;



- **Falta 3:** Toda a carga situada a jusante da chave (19) é transferida para a subestação SD2, através do fechamento da chave (NA5), em exatos 30 minutos após o início da falta;
- **Falta 4:** Toda a carga situada a jusante da chave (33) é transferida para a subestação SD1, através do fechamento da chave (NA3), em exatos 40 minutos após o início da falta e toda a carga situada a jusante da chave (29) é transferida para a mesma subestação, através do fechamento da chave (NA7), em 15 minutos após a transferência anterior;
- **Falta 5:** Não existe qualquer remanejo de carga;
- **Falta 6:** Toda a carga situada a jusante da chave (45) e a montante da chave (49) é transferida para a subestação SD2, através do fechamento da chave (NA9), em exatos 30 minutos após o início falta e que toda a carga situada a jusante da chave (49) é transferida para a subestação SD3, através do fechamento da chave (NA10), em 20 minutos após a transferência de carga anterior.

Figura 5 – Esquema elétrico de um alimentador simples com 18.200 unidades consumidoras e 6 possíveis faltas



Fonte: O Autor.

Para a devida análise do sistema postulado anteriormente, serão calculados os indicadores DEC e FEC para cada uma das subestações, e dentro de cada uma das subestações será calculado o DEC para cada uma das faltas, com o referencial no elemento de proteção imediatamente após a subestação em estudo.

Os cálculos para a subestação 1, portanto, possuem em referencial o elemento de proteção 1. A subestação de distribuição 1 é afetada diretamente pelas faltas F1 e F2, portanto os cálculos de DEC são dados por:

$$DEC_{1F1} = \frac{(600 + 200 + 500 + 300) \times \frac{150}{60}}{5.000}$$

$$DEC_{1F1} = \frac{1.600 \times \frac{150}{60}}{5.000}$$

$$DEC_{1F1} = 0,80 \text{ horas/cons.}$$

$$DEC_{1F_2} = \frac{(700 + 400 + 600 + 300 + 300 + 200 + 600 + 200 + 500 + 300) \times \frac{40}{60}}{5.000}$$

$$+ \frac{(700 + 400 + 600 + 300 + 300 + 200) \times \frac{20}{60}}{5.000} + \frac{(700 + 400) \times \frac{210}{60}}{5.000}$$

$$DEC_{1F_2} = \frac{4.100 \times \frac{40}{60}}{5.000} + \frac{2.500 \times \frac{20}{60}}{5.000} + \frac{1.100 \times \frac{210}{60}}{5.000}$$

$$DEC_{1F_2} = 0,5466 + 0,1666 + 0,77$$

$$DEC_{1F_2} = 1,4832 \text{ horas/cons.}$$

Por fim, calcular-se-á o DEC total para a subestação 1, considerando-se o referencial no elemento de proteção 1.

$$DEC_1 = DEC_{1F_1} + DEC_{1F_2}$$

$$DEC_1 = 0,8 + 1,4832$$

$$DEC_1 = 2,2833 \text{ horas/cons.}$$

Agora será calculado o indicador FEC para a primeira subestação. A mesma análise para cada uma das faltas será aplicada:

$$FEC_{1F_1} = \frac{1.600}{5.000} = 0,32 \text{ interrup./cons.}$$

$$FEC_{1F_2} = \frac{4.100}{5.000} = 0,82 \text{ interrup./cons.}$$

$$FEC_1 = FEC_{1F_1} + FEC_{1F_2}$$

$$FEC_1 = 0,32 + 0,82$$

$$FEC_1 = 1,14 \text{ interrup./cons.}$$

Em seguida estão os cálculos para a subestação 2, a qual possui em referencial o elemento de proteção 22. A subestação de distribuição 2 é afetada diretamente pelas faltas F4 e F5, portanto os cálculos de DEC são dados por:

$$DEC_{22F4} = \frac{(400 + 400 + 500 + 300 + 100 + 200 + 300 + 400 + 300 + 200) \times \frac{40}{60}}{6.400}$$

$$+ \frac{(400 + 400 + 500 + 300 + 100) \times \frac{15}{60}}{6.400} + \frac{400 \times \frac{65}{60}}{6.400}$$

$$DEC_{22F4} = \frac{3.100 \times \frac{2}{3}}{6.400} + \frac{1.700 \times \frac{1}{4}}{6.400} + \frac{400 \times \frac{13}{12}}{6.400}$$

$$DEC_{22F4} = 0,3229 + 0,0664 + 0,0677$$

$$DEC_{22F4} = 0,4570 \text{ horas/cons.}$$

$$DEC_{22F5} = \frac{(6.400) \times 1,4}{6.400}$$

$$DEC_{22F5} = 1,40 \text{ horas/cons.}$$

Por fim, calcular-se-á o DEC total para a subestação 2, considerando-se o referencial no elemento de proteção 22.

$$DEC_{22} = DEC_{22F4} + DEC_{22F5}$$

$$DEC_{22} = 0,4570 + 1,40$$

$$DEC_{22} = 1,8570 \text{ horas/cons.}$$

Já para o cálculo do FEC da subestação 2, temos que:

$$FEC_{22} = FEC_{22F4} + FEC_{22F5}$$

$$FEC_{22} = \frac{3.100}{6.400} + \frac{6.400}{6.400}$$

$$FEC_{22} = 0,4843 + 1$$

$$FEC_{22} = 1,4843 \text{ interrup./cons.}$$

Neste mesmo modelo, estão os cálculos para a subestação 3, a qual possui em referencial o elemento de proteção 12. A subestação de distribuição 3 é afetada unicamente pela falta F3, portanto os cálculos de DEC são dados por:

$$DEC_{12} = \frac{(1.200 + 800 + 700 + 600 + 400 + 300 + 100) \times \frac{30}{60}}{5.200}$$

$$+ \frac{(1.200 + 800 + 700 + 600) \times \frac{168}{60}}{5.200}$$

$$DEC_{12} = \frac{4.100 \times \frac{30}{60}}{5.200} + \frac{3.300 \times \frac{168}{60}}{5.200}$$

$$DEC_{12} = 0,3942 + 1,7769$$

$$DEC_{12} = 2,1711 \text{ horas/cons.}$$

Já para o cálculo do FEC para a subestação 3, temos que:

$$FEC_{12} = \frac{4.100}{5.200}$$

$$FEC_{12} = 0,7884 \text{ interrup./cons.}$$

Por último são disponibilizados os cálculos para a subestação 4, a qual possui em referencial o elemento de proteção 38. A subestação de distribuição 4 é afetada diretamente pela falta F6, portanto os cálculos de DEC são dados por:

$$DEC_{38} = \frac{(100 + 50 + 50 + 25 + 25 + 50 + 50) \times \frac{20}{60}}{1.600} + \frac{(100 + 50 + 50) \times \frac{30}{60}}{1600}$$

$$+ \frac{(100) \times \frac{20}{60}}{1600}$$

$$DEC_{38} = \frac{350 \times \frac{20}{60}}{1.600} + \frac{200 \times \frac{30}{60}}{1.600} + \frac{100 \times \frac{20}{60}}{1.600}$$

$$DEC_{38} = 0,0729 + 0,0625 + 0,0208$$

$$DEC = 0,1562 \text{ horas/cons.}$$

Já para o cálculo do FEC da subestação 4, temos que:

$$FEC_{38} = \frac{100 + 50 + 50 + 25 + 25 + 50 + 50}{1.600}$$

$$FEC_{38} = \frac{350}{1.600}$$

$$FEC_{38} = 0,21875 \text{ interrup./cons.}$$

Para resumir todos os cálculos realizados, a Tabela 2 apresenta os indicadores de qualidade do serviço para o sistema da Figura 2, enquanto a Tabela 3 detalha os indicadores de DEC e FEC para cada uma das faltas que afetam o sistema da Figura 2.

Tabela 2 – Indicadores de qualidade do serviço, calculados analiticamente, para o circuito elétrico B de distribuição.

Subestação	DEC (hrs/consumidor)	FEC (interrup./consumidor)
Subestação 1	2,2833	1,14
Subestação 2	1,8570	1,4843
Subestação 3	2,1711	0,7884
Subestação 4	0,1562	0,2187

Fonte: O autor.

Tabela 3 – Indicadores de qualidade do serviço, calculados analiticamente, de cada falta para o circuito elétrico B de distribuição.

Falta	DEC (hrs/consumidor)	FEC (interrup./consumidor)
Falta 1	0,80	0,32
Falta 2	1,4832	0,82
Falta 3	2,1711	0,7884
Falta 4	0,4570	0,4843
Falta 5	1,40	1,00
Falta 6	0,1562	0,2187
Total	6,4675	3,6314

Fonte: O autor.

Note o leitor que, ainda que a rede de distribuição elétrica possua apenas 4 subestações, aumenta-se consideravelmente o grau de complexidade dos cálculos e análise da malha de maneira manual. Para o sistema simples com um único alimentador, é notável que o nível de dificuldade é baixo, no entanto, quanto mais aumenta-se as características das faltas, o número de subestações, o número de elementos de proteção e a quantidade de agrupamentos de unidades consumidoras, maior é o nível de complexidade e dificuldade para calcular-se os indicadores de DEC e FEC de forma manual, o que pode aumentar também o erro do engenheiro ao efetuar a análise de um sistema mais robusto.

Agora imagine uma mesma análise em alimentadores reais, como por exemplo de uma cidade como São Paulo, a capital do estado de mesmo nome e maior cidade do país, com milhares de postes alimentando outras milhares de unidades consumidoras, sendo que cada um destes postes possui centenas de chaves cada um. É imprescindível a utilização de uma ferramenta de análise que trate os dados de interrupção e número de UCs de modo computacional, para que essa análise seja realizada da maneira mais rápida, efetiva e confiável possível.

O software OpenDSS pode ser utilizado para calcular os indicadores DEC e FEC em sistemas elétricos reais por diversas razões, como a modelagem detalhada, incluindo a representação precisa de componentes como as linhas, a simulação de eventos, como manobras, interrupções e falhas, bem como a análise dinâmica, envolvendo personalização e flexibilidade.

Nos próximos tópicos serão abordadas as simulações dos ambos sistemas acima dentro da interface do software OpenDSS, explicitando sua facilidade em aceitar os dados e retornar os indicadores desejados.

## **2.4 Utilização do software OpenDSS**

Para a utilização do software OpenDSS, ou Open Distribution System Simulator, com a finalidade de se calcular os indicadores de qualidade do serviço DEC e FEC, torna-se necessária a parametrização devida dos elementos de linhas, cargas e dispositivos. Como o software é bem completo e não é utilizado apenas para análises de qualidade do serviço, existem parâmetros que não precisam ser utilizados. No caso deste estudo, todos os parâmetros para os elementos estão especificados neste tópico.

1. Parâmetros de linhas de distribuição (New line.NOME)
  - a. Bus1 = Nome da barra a qual o primeiro terminal está conectado;
  - b. Bus2 = Nome da barra a qual o segundo terminal está conectado;
  - c. Phases = Número de fases que existe na linha;
  - d. Faultrate = Taxa de falhas, por unidade de comprimento, por ano. Utilizando o valor “1” como parâmetro indica 100% de falhas por unidade de comprimento ao ano;
  - e. Pctperm = Porcentagem de falhas que se tornam permanentes. Utilizando o valor “100” indica que 100% das falhas se tornam permanentes;
  - f. Repair = Horas para o reparo da linha de distribuição.
2. Parâmetros de cargas (New load.NOME)

- a. Bus1 = Nome da barra a qual o primeiro terminal está conectado;
  - b. Phases = Número de fases que existe na carga;
  - c. Kv = Tensão nominal da carga, em kV;
  - d. Kw = Potência base total da carga, em kW;
  - e. Numcust = Número de consumidores alocados na carga.
3. Parâmetros dos medidores de energia (New energymeter.NOME)
    - a. Element = Nome completo do elemento o qual o medidor de energia está conectado;
    - b. Terminal = Número de terminais do circuito o qual o elemento está conectado.
  4. Parâmetros dos fusíveis ou chaves (New Fuse.NOME ou New Recloser.NOME)
    - a. Line = Nome completo do elemento de qual linha o elemento está conectado.

Além disso, para que o software retorne os valores desejados, é necessário também informar alguns comandos que serão especificados neste tópico. É importante ressaltar que estes comandos são apenas para ajustes computacionais, não resultando na modelagem de nenhum elemento (seja este uma barra, uma linha ou uma carga).

1. Comando Set VoltageBases = [ ]
  - a. O comando “Set” é utilizado para várias soluções e opções do OpenDSS, no entanto, quando combinado com o comando “VoltageBases”, serve para dimensionar a tensão base para todo o circuito parametrizado anteriormente.
2. Comando CalcVoltageBases
  - a. O comando “CalcVoltageBases” é utilizado para calcular a tensão base para todas as barras do sistema, baseado na tensão definida no comando anterior (Set VoltageBases)
3. Comando Solve
  - a. O comando “Solve” é utilizado para executar a solução do sistema.
4. Comando Relcalc Restore
  - a. O comando “Relcalc” é utilizado para executar cálculos de confiabilidade, envolvendo número de faltas e número de interrupções.



Quando combinado com o comando “restore”, permite a ativação da opção de restauração automática de seções que não possuem faltas.

5. Comando ? energymeter.NOME.saidi
  - a. SAIDI é o correspondente ao DEC no software OpenDSS, significando System Average Interruption Duration Index. É o comando utilizado para retornar o DEC de um medidor cujo nome é NOME.
6. Comando ? energymeter.NOME.saifi
  - a. SAIFI é o correspondente ao FEC no software OpenDSS, significando System Average Interruption Duration Index. É o comando utilizado para retornar o FEC de um medidor cujo nome é NOME.

### 3 METODOLOGIA

A metodologia empregada para a aplicação do software OpenDSS na análise da qualidade do serviço realizou-se através da parametrização de dois circuitos elétricos de diferentes graus de complexidade dentro da interface de programação do software.

O software é uma ferramenta completa e pode ser utilizado não apenas para indicadores de qualidade do serviço, mas sim para cálculo de tensões em determinados trechos, perdas elétricas, impactos por geração distribuída, fluxo de potência e outras funções que não serão abordadas neste Trabalho.

A funcionalidade do OpenDSS é baseada na definição de elementos que são postulados pelo usuário, que apenas depois precisam ser conectados pelo autor do projeto mediante a indicação de qual barra estes elementos deverão ser conectados, isto é, primeiro define-se quais são os elementos para depois em quais barras conectá-los.

Existem três tipos de elementos dentro do software. A primeira categoria de elementos é definida pelas barras (em inglês bus), que dentro do software são a consequência a partir da criação dos outros tipos de elementos, conforme citado no parágrafo anterior. A segunda categoria é a de PD (Power Delivery), que são os elementos que realizam a entrega de energia de um ponto para outro, como uma linha, um transformador, um indutor ou capacitor. Em geral, estes elementos possuem dois terminais, mas não necessariamente. A terceira e última categoria é a PC (Power Conversion), que são os elementos que apenas recebem ou apenas geram energia, como cargas, geradores, equivalentes de Thévenin, baterias, etc. Geralmente estes últimos possuem apenas uma conexão.

A construção do circuito elétrico é iniciada com a parametrização de um equivalente de Thévenin em uma dada tensão base, que pode representar um valor dado em pu da tensão nominal do circuito desejado.

Além disso, com a finalidade de se calcular os indicadores de qualidade do serviço DEC e FEC, torna-se necessária a parametrização devida dos elementos de linhas, cargas e dispositivos. No nosso caso, estes serão dados como fusíveis ou religadores.

Para o presente tópico, iremos realizar a simulação de ambos os circuitos citados, tanto o A como o circuito de distribuição com 4 subestações.

### 3.1 Simulação do circuito alimentador simples no software OpenDSS

Para a correta parametrização do circuito A no OpenDSS, será apresentada a construção do código para a compreensão do leitor em como é realizada a devida esquematização e transposição dos parâmetros teóricos para o âmbito computacional.

Em primeira instância, deve-se iniciar o código com a criação de um novo circuito, conectando-se um equivalente de Thévenin com uma tensão base desejada (no caso do circuito A, adotou-se uma tensão de 13,8 kV), cuja conexão se dá no primeiro barramento do sistema. Este barramento representa a primeira barra que o equivalente mencionado enxerga, e é conectado mediante o parâmetro “bus1” do software. Foi parametrizado que o equivalente opera com uma tensão de 1,00 pu da tensão base, ou seja, opera a 13,8 kV (parâmetro “pu”). Por fim, é apresentada a opção de modelo de fonte (parâmetro “model”) para o equivalente, e o modelo de fonte ideal foi o escolhido para a simulação. O código para criar este primeiro elemento é disponível na Figura 6.

Figura 6 – Código OpenDSS: Equivalente de Thévenin para o circuito A.

Clear

New circuit.ALIMENTADORSIMPLES basekv=13.8 bus1=A pu=1 model=ideal

Fonte: O Autor.

A partir deste primeiro passo, pode-se partir para a parametrização das linhas de distribuição, as quais são as responsáveis em realizar a entrega de potência da fonte (neste nosso caso o equivalente de Thévenin) para as cargas consumidoras. Os parâmetros que foram utilizados para essa simulação são dados pelo número de fases (“phases”), o tamanho da linha (“length”) e sua respectiva unidade (“units”), a taxa de falhas que acontecem por unidade de

comprimento por ano, sendo um número percentual entre 0 e 1 (“faultrate”), a porcentagem de faltas que ocorrem que se tornam permanentes (“pctperm”) e o tempo de duração dessa falta, em horas (“repair”).

Por definição, foi adotado que cada uma das linhas tinha um quilômetro de comprimento. Em última instância, é necessário informar em quais barras a linha está conectada, sendo os parâmetros de – para especificados por “bus1” e “bus2”, respectivamente. O código para as linhas de distribuição pode ser ilustrado pela Figura 7.

Note o leitor que os trechos compreendidos entre os elementos de proteção B e C, D e H e por último E e F possuem suas devidas faltas especificadas, sendo elas de, 2 horas, 3 horas e 40 minutos, assim como ressaltado no item 2.2.

A parametrização correta dos trechos de linha é imprescindível para os objetivos deste Trabalho, visto que o núcleo de estudo está diretamente relacionado com o tempo de interrupção que cada uma das linhas sofre ao longo de seu funcionamento, por consequência afetando o serviço de distribuição de energia elétrica aos consumidores.

Figura 7 – Código em OpenDSS para as linhas de transmissão do circuito A.

```
New line.Trecho_AB phases=3 bus1=A bus2=B Length=1 units=km faultrate=1 pctperm=100 repair=2
New line.Trecho_BC phases=3 bus1=B bus2=C Length=1 units=km faultrate=0.00001 pctperm=100 repair=0
New line.Trecho_CD phases=3 bus1=C bus2=D Length=1 units=km faultrate=1 pctperm=100 repair=3
New line.Trecho_DH phases=3 bus1=D bus2=H Length=1 units=km faultrate=0.00001 pctperm=100 repair=0
New line.Trecho_CE phases=3 bus1=C bus2=E Length=1 units=km faultrate=0.00001 pctperm=100 repair=0
New line.Trecho_EF phases=3 bus1=E bus2=F Length=1 units=km faultrate=1 pctperm=100 repair=0.67
New line.Trecho_EG phases=3 bus1=E bus2=G Length=1 units=km faultrate=0.00001 pctperm=100 repair=0
```

Fonte: O Autor.

Pode-se, a partir da construção das linhas da rede elétrica, caracterizar-se as unidades consumidoras, isto é, parametrizar-se as cargas de cada uma das linhas. No sistema do alimentador simples, existem 7 agrupamentos de unidades consumidoras, e a transposição dessas informações para o software é bem simples. Basta informar em qual trecho ela está associada, o número de fases dessa carga (parâmetro “phases”), em qual barra ela está conectada (“bus1”), a tensão dessa carga, em kV (“kv”), a potência consumida pelas unidades consumidoras em geral, em kW (kw), e por fim o número de unidades consumidoras no trecho (numcust). Essa parametrização é ilustrada pela Figura 8.

Figura 8 – Código em OpenDSS para as unidades consumidoras do circuito A.

```
New load.Trecho_AB bus1=B phases=3 kv=13.8 kw=200 numcust=200
New load.Trecho_BC bus1=C phases=3 kv=13.8 kw=150 numcust=150
New load.Trecho_CD bus1=D phases=3 kv=13.8 kw=60 numcust=60
New load.Trecho_DH bus1=H phases=3 kv=13.8 kw=10 numcust=10
New load.Trecho_CE bus1=E phases=3 kv=13.8 kw=50 numcust=50
New load.Trecho_EF bus1=F phases=3 kv=13.8 kw=20 numcust=20
New load.Trecho_EG bus1=G phases=3 kv=13.8 kw=30 numcust=30
```

Fonte: O Autor.

Para as simulações que serão compiladas a partir deste momento, assume-se que cada UC tenha uma potência instalada de 1 kW, isto é, se em uma linha existem 200 consumidores, então a potência desta linha é de 200 kW.

Em sequência, é necessário parametrizar os elementos de proteção para a devida atuação na rede elétrica, visando justamente delimitar ao software até onde as interrupções podem atuar, visto que, dependendo do elemento a ser utilizado, os indicadores de DEC e FEC serão alterados, como será apresentado no tópico 2.5.

Para a caracterização dos elementos de proteção do circuito A serão utilizados apenas fusíveis, já que se trata de um exemplo trivial e que não conta com peculiaridades como remanejamento de cargas para outras subestações de distribuição. Tendo esse escopo em mente, é necessário informar ao OpenDSS apenas em qual local estes elementos são conectados. Como mencionado no tópico de desenvolvimento, não é o motivo de estudo deste Trabalho a caracterização de funções e proteções específicas dos fusíveis (como curva de operação, tempo de atuação, etc.), portanto a única parametrização é o ponto de acoplamento destes dispositivos. A Figura 9 ilustra a devida parametrização dos fusíveis.

Figura 9 – Código em OpenDSS para os elementos de proteção do circuito A.

```
New Fuse.Fuse_AB line.Trecho_AB 1
New Fuse.Fuse_BC line.Trecho_BC 1
New Fuse.Fuse_CD line.Trecho_CD 1
New Fuse.Fuse_DH line.Trecho_DH 1
New Fuse.Fuse_CE line.Trecho_CE 1
New Fuse.Fuse_EF line.Trecho_EF 1
New Fuse.Fuse_EG line.Trecho_EG 1
```

Fonte: O Autor.

Por fim, o último elemento a ser declarado no universo computacional é um único medidor elétrico, visto que os indicadores de qualidade serão analisados a partir de uma única

perspectiva. Este medidor é a ferramenta utilizada pelo software OpenDSS para calcular-se o DEC e o FEC nas linhas de código de execução de comando. Deve ser conectado no elemento de proteção referencial para os cálculos dos indicadores de qualidade do serviço. Neste caso, o elemento de proteção referencial está no trecho AB, logo, de acordo com a Figura 10, existe a dada parametrização do medidor.

Figura 10 – Código em OpenDSS para medidor do circuito A

```
New energymeter.Medidor element=line.Trecho_AB terminal=1
```

Fonte: O Autor.

Agora, para a correta execução do código para encontrar-se os indicadores de qualidade do serviço, os comandos da Figura 11 foram utilizados. O comando “Set VoltageBases” indica que a tensão base de análise do circuito é em 13,8 kV, enquanto o comando “CalcVoltageBases” calcula todas as tensões do sistema. Além disso, o comando “Set maxcontroli” é utilizado para definir o máximo de iterações por solução. Por fim, o comando “relcalc” é utilizado para executar cálculos de confiabilidade, e nesse caso a opção “restore” deve ser desativada, pois a restauração automática da seção sem falha não é assumida.

Como os indicadores de DEC e FEC são as saídas desejadas da simulação do software, o comando “? energymeter.Medidor.saidi” é o responsável pelos resultados de DEC, enquanto o comando “? Energymeter.Medidor.saifi” é responsável pelo FEC.

Figura 11 – Código em OpenDSS com os comandos para a devida execução das linhas de código para o circuito A

```
Set VoltageBases=[13.8]
CalcVoltageBases

Set maxcontroli=100

Solve

relcalc restore=no

? energymeter.Medidor.saidi

? energymeter.Medidor.saifi
```

Fonte: O Autor.

### 3.2 Simulação do circuito com 4 subestações no software OpenDSS

Visando-se analisar o circuito com 4 subestações no software OpenDSS, será tomada a mesma linha de raciocínio para o circuito A. Para isso, o código de simulação será iniciado pelo equivalente de Thévenin. Para o presente circuito, optou-se por utilizar este equivalente em substituição à fonte que seria responsável pelo estabelecimento de tensão na Subestação de Distribuição 4, logo será conectado na barra 39, assim como o código da Figura 12 deixa explícito. Note o leitor que a tensão de 13,8 kV também foi adotada para esse circuito, com um modelo ideal de equivalente de Thévenin.

Figura 12 – Código OpenDSS: Equivalente de Thévenin para o circuito B.

```
Clear
New circuit.TCCNICO basekv=13.8 bus1=39 pu=1 model=ideal
```

Fonte: O Autor.

Adotando-se boas práticas de simulação, o autor optou pela parametrização de cada subestação de maneira segmentada, isto é, serão parametrizados todos os elementos pertinentes à cada uma das subestações de maneira apartada, visando uma melhor compreensão do que cada um dos circuitos possui. Em primeira instância, serão parametrizados os trechos de linha para a Subestação de Distribuição 4, ou seja, o trecho compreendido entre as chaves 39 e 50. Dada parametrização pode ser ilustrada pela Figura 13.

Figura 13 – Código em OpenDSS para as linhas de transmissão do circuito B de distribuição.

```
// ————— SUBESTAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO DE NÚMERO 4 ————— //
New line.Trecho39_40 phases=3 bus1=39 bus2=40 faultrate=0.00001 pctperm=50 repair=0
New line.Trecho40_41 phases=3 bus1=40 bus2=41 faultrate=0.00001 pctperm=50 repair=0
New line.Trecho41_42 phases=3 bus1=41 bus2=42 faultrate=0.00001 pctperm=50 repair=0
New line.Trecho42_43 phases=3 bus1=42 bus2=43 faultrate=0.00001 pctperm=50 repair=0
New line.Trecho43_44 phases=3 bus1=43 bus2=44 faultrate=0.00001 pctperm=50 repair=0
New line.Trecho44_45 phases=3 bus1=44 bus2=45 faultrate=1.00000 pctperm=100 repair=1.1666666 // FALTA F6
New line.Trecho45_46 phases=3 bus1=45 bus2=46 faultrate=1.00000 pctperm=100 repair=0.3333333
New line.Trecho46_47 phases=3 bus1=46 bus2=47 faultrate=1.00000 pctperm=100 repair=0.3333333
New line.Trecho47_48 phases=3 bus1=47 bus2=48 faultrate=1.00000 pctperm=100 repair=0.3333333
New line.Trecho48_49 phases=3 bus1=48 bus2=49 faultrate=1.00000 pctperm=100 repair=0.3333333
New line.Trecho49_50 phases=3 bus1=49 bus2=50 faultrate=1.00000 pctperm=100 repair=0.8333333
New line.Trecho50_51 phases=3 bus1=50 bus2=51 faultrate=1.00000 pctperm=100 repair=0.8333333
```

Fonte: O Autor.

É de extrema importância notar que o tempo de reparo é diferente para cada um dos trechos em conexão com a Subestação de Distribuição 4. Note o leitor que o trecho entre as chaves 44 e 45 possui uma interrupção de 70 minutos (1.1666666 h), enquanto o trecho entre

as chaves 45 e 49 possui apenas 20 minutos (0,3333333 h), justamente explicitando o remanejo de cargas, assim como o trecho após a chave 49 ficou interrompido em um total de 50 minutos (0,8333333 h).

Partindo para a parametrização das cargas, deverão ser conectadas um total de 1.600 unidades consumidoras, que são distribuídas entre toda a subestação 4. Além disso, como no exemplo anterior, adotou-se uma potência de instalação de 1 kW para cada unidade consumidora, apenas a título de simulação, já que este valor não afetará em nenhum momento os cálculos de DEC e FEC. Esta devida parametrização é ilustrada pela Figura 14.

Figura 14 – Código em OpenDSS para as cargas e unidades consumidoras do circuito B de distribuição.

```
New load.Trecho39_40 bus1=40 phases=3 kv=13.8 kw=400 numcust=400
New load.Trecho40_41 bus1=41 phases=3 kv=13.8 kw=200 numcust=200
New load.Trecho41_42 bus1=42 phases=3 kv=13.8 kw=300 numcust=300
New load.Trecho42_43 bus1=43 phases=3 kv=13.8 kw=200 numcust=200
New load.Trecho43_44 bus1=44 phases=3 kv=13.8 kw=150 numcust=150
New load.Trecho44_45 bus1=45 phases=3 kv=13.8 kw=100 numcust=100
New load.Trecho45_46 bus1=46 phases=3 kv=13.8 kw=50 numcust=50
New load.Trecho46_47 bus1=47 phases=3 kv=13.8 kw=50 numcust=50
New load.Trecho47_48 bus1=48 phases=3 kv=13.8 kw=25 numcust=25
New load.Trecho48_49 bus1=49 phases=3 kv=13.8 kw=25 numcust=25
New load.Trecho49_50 bus1=50 phases=3 kv=13.8 kw=50 numcust=50
New load.Trecho50_51 bus1=51 phases=3 kv=13.8 kw=50 numcust=50
```

Fonte: O Autor.

Parte-se então para a declaração do medidor elétrico, visto que os indicadores de qualidade serão analisados a partir de uma única perspectiva, o referencial adotado. Como o elemento de proteção referencial foi convencionado sempre ser situado imediatamente à fonte de tensão, entende-se que o trecho entre as chaves 39 e 40 deve conter este dispositivo, assim como a parametrização disponibilizada na Figura 15.

Figura 15 – Código em OpenDSS para o medidor elétrico do circuito B de distribuição.

```
New energymeter.MEDIDOR4 element=line.Trecho39_40 terminal=1
```

Fonte: O Autor.

Por fim, existe a parametrização dos elementos de proteção. Como no caso do circuito B, é imprescindível a utilização de religadores (intitulados “Recloser” no software OpenDSS, já que serão abordadas análises envolvendo o reestabelecimento do fornecimento de energia

para unidades consumidoras em diferentes cenários. Por conta disso, o autor utilizou religadores à jusante da chave 44, e não apenas fusíveis, como explícito pela Figura 16.

Figura 16 – Código em OpenDSS para os elementos de proteção do circuito B de distribuição.

```
New Fuse.Fuse39_40 line.Trecho39_40 1
New Fuse.Fuse40_41 line.Trecho40_41 1
New Fuse.Fuse41_42 line.Trecho41_42 1
New Fuse.Fuse42_43 line.Trecho42_43 1
New Fuse.Fuse43_44 line.Trecho43_44 1
New Recloser.Recloser44_45 line.Trecho44_45 1
New Recloser.Recloser45_46 line.Trecho45_46 1
New Recloser.Recloser46_47 line.Trecho46_47 1
New Recloser.Recloser47_48 line.Trecho47_48 1
New Recloser.Recloser48_49 line.Trecho48_49 1
New Recloser.Recloser49_50 line.Trecho49_50 1
New Recloser.Recloser50_51 line.Trecho50_51 1
```

Fonte: O Autor.

Parametrizada a Subestação de Distribuição 4, pode-se transferir para o ambiente computacional as restantes subestações. Para facilitar a análise, serão concatenados todos os elementos das próximas unidades em uma única Figura, detalhando todos os recortes necessários para a correta simulação do projeto.

Em sequência, projetou-se a Subestação de Distribuição 3, de acordo com a Figura 17. Para este circuito, existe a atuação apenas da falta de número 3, que por sua vez possui apenas dois estágios de operação, sendo o primeiro com uma falta de apenas 30 minutos (0.5 h) e outro trecho com a falta total de 3,30 horas. Note o leitor também a devida parametrização das cargas, posicionando cada um dos agrupamentos de unidades consumidoras em seu devido trecho, bem como a utilização de religadores para todos os elementos de proteção do trecho.

Parte-se agora para a Subestação de Distribuição 2, a mais complexa de todo o circuito. Esta subestação conta com 17 trechos de linhas de distribuição trifásica, sendo afetada por duas faltas (faltas 4 e 5). É importante ressaltar que o software OpenDSS não foi utilizado para o cálculo de faltas simultâneas, como premissa de projeto, e por conta disso o resultado de FEC será diretamente afetado pela parametrização conjunta das faltas F4 e F5. Para os corretos resultados de FEC quando de uma subestação afetada por duas faltas, deve-se simular cada uma das faltas de maneira apartada, obtendo-se o valor disponibilizado pelo software, e a partir disso realizar a soma destes valores. O valor de DEC não é afetado pela parametrização conjunta.



Figura 17 – Código em OpenDSS todos os elementos da Subestação de Distribuição de número 3.

```
// ----- SUBESTAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO DE NÚMERO 3 ----- //
```

```
New line.Trecho12_15 phases=3 bus1=12 bus2=15 faultrate=0.00001 pctperm=50 repair=0
New line.Trecho13_15 phases=3 bus1=13 bus2=15 faultrate=0.00001 pctperm=50 repair=0
New line.Trecho13_14 phases=3 bus1=13 bus2=14 faultrate=0.00001 pctperm=50 repair=0
New line.Trecho14_NA2 phases=3 bus1=14 bus2=NA2 faultrate=0.00001 pctperm=50 repair=0
New line.Trecho15_16 phases=3 bus1=15 bus2=16 faultrate=1.00000 pctperm=100 repair=3.3 // FALTA F3
New line.Trecho16_17 phases=3 bus1=16 bus2=17 faultrate=1.00000 pctperm=100 repair=3.3
New line.Trecho17_18 phases=3 bus1=17 bus2=18 faultrate=1.00000 pctperm=100 repair=3.3
New line.Trecho18_19 phases=3 bus1=18 bus2=19 faultrate=1.00000 pctperm=100 repair=3.3
New line.Trecho19_20 phases=3 bus1=19 bus2=20 faultrate=1.00000 pctperm=100 repair=0.5
New line.Trecho20_21 phases=3 bus1=20 bus2=21 faultrate=1.00000 pctperm=100 repair=0.5
New line.Trecho21_NA5 phases=3 bus1=21 bus2=NA5 faultrate=1.00000 pctperm=100 repair=0.5

New load.Trecho13_14 bus1=14 phases=3 kv=13.8 kw=900 numcust=900
New load.Trecho14_NA2 bus1=NA2 phases=3 kv=13.8 kw=200 numcust=200
New load.Trecho15_16 bus1=16 phases=3 kv=13.8 kw=1200 numcust=1200
New load.Trecho16_17 bus1=17 phases=3 kv=13.8 kw=800 numcust=800
New load.Trecho17_18 bus1=18 phases=3 kv=13.8 kw=700 numcust=700
New load.Trecho18_19 bus1=19 phases=3 kv=13.8 kw=600 numcust=600
New load.Trecho19_20 bus1=20 phases=3 kv=13.8 kw=400 numcust=400
New load.Trecho20_21 bus1=21 phases=3 kv=13.8 kw=300 numcust=300
New load.Trecho21_NA5 bus1=NA5 phases=3 kv=13.8 kw=100 numcust=100

New energymeter.MEDIDOR3 element=line.Trecho12_15 terminal=1

New Recloser.Recloser13_14 line.Trecho13_14 1
New Recloser.Recloser14_NA2 line.Trecho14_NA2 1
New Recloser.Recloser15_16 line.Trecho15_16 1
New Recloser.Recloser16_17 line.Trecho16_17 1
New Recloser.Recloser17_18 line.Trecho17_18 1
New Recloser.Recloser18_19 line.Trecho18_19 1
New Recloser.Recloser19_20 line.Trecho19_20 1
New Recloser.Recloser20_21 line.Trecho20_21 1
New Recloser.Recloser21_NA5 line.Trecho21_NA5 1
```

Fonte: O Autor.

A Subestação de Distribuição 2 possui a peculiaridade, também, de possuir ao longo de toda a sua linha, dois trechos iguais que serão afetados por duas faltas diferentes. Por conta disso, o parâmetro “faultrate” deve ser alimentado com o valor “2.0” nos trechos os quais são afetados coincidentemente por ambas as faltas, no entanto, para o balanceio dos resultados de cálculo de DEC, utiliza-se o parâmetro “pctperm” em 50, indicando que 50% das duas faltas aplicadas possuem a capacidade de se tornar permanentes. Nos trechos em que existe a atuação de apenas uma falta, segue-se com a configuração anterior mencionada de “faultrate” e “pctperm” em 100%.

Figura 18 – Código em OpenDSS todos os elementos da Subestação de Distribuição de número 2.

```
// ----- SUBESTAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO DE NÚMERO 2 ----- //
New line.Trecho23_24 phases=3 bus1=23 bus2=24 faultrate=1.0000 pctperm=100 repair=1.4 // FALTA F5
New line.Trecho24_25 phases=3 bus1=24 bus2=25 faultrate=1.0000 pctperm=100 repair=1.4
New line.Trecho25_26 phases=3 bus1=25 bus2=26 faultrate=1.0000 pctperm=100 repair=1.4
New line.Trecho26_26E phases=3 bus1=26 bus2=26E faultrate=1.0000 pctperm=100 repair=1.4
New line.Trecho24_27 phases=3 bus1=24 bus2=27 faultrate=1.0000 pctperm=100 repair=1.4
New line.Trecho27_28 phases=3 bus1=27 bus2=28 faultrate=1.0000 pctperm=100 repair=1.4
New line.Trecho28_33 phases=3 bus1=28 bus2=33 faultrate=2.0000 pctperm=50 repair=3.4 // (2+1.4): FALTA F4 + FALTA 5
New line.Trecho28_29 phases=3 bus1=28 bus2=29 faultrate=2.0000 pctperm=50 repair=3.4 // (2+1.4)
New line.Trecho29_30 phases=3 bus1=29 bus2=30 faultrate=2.0000 pctperm=50 repair=2.31666 // (0.91666+1.4)
New line.Trecho30_31 phases=3 bus1=30 bus2=31 faultrate=2.0000 pctperm=50 repair=2.31666 // (0.91666+1.4)
New line.Trecho31_32 phases=3 bus1=31 bus2=32 faultrate=2.0000 pctperm=50 repair=2.31666 // (0.91666+1.4)
New line.Trecho32_32E phases=3 bus1=32 bus2=32E faultrate=2.0000 pctperm=50 repair=2.31666 // (0.91666+1.4)
New line.Trecho33_34 phases=3 bus1=33 bus2=34 faultrate=2.0000 pctperm=50 repair=2.06666 // (0.66666+1.4)
New line.Trecho34_35 phases=3 bus1=34 bus2=35 faultrate=2.0000 pctperm=50 repair=2.06666 // (0.66666+1.4)
New line.Trecho35_36 phases=3 bus1=35 bus2=36 faultrate=2.0000 pctperm=50 repair=2.06666 // (0.66666+1.4)
New line.Trecho36_37 phases=3 bus1=36 bus2=37 faultrate=2.0000 pctperm=50 repair=2.06666 // (0.66666+1.4)
New line.Trecho37_NA3 phases=3 bus1=37 bus2=NA3 faultrate=2.0000 pctperm=50 repair=2.06666 // (0.66666+1.4)

New load.Trecho23_24 bus1=24 phases=3 kv=13.8 kw=1200 numcust=1200
New load.Trecho24_25 bus1=25 phases=3 kv=13.8 kw=800 numcust=800
New load.Trecho25_26 bus1=26 phases=3 kv=13.8 kw=500 numcust=500
New load.Trecho26_26E bus1=26E phases=3 kv=13.8 kw=300 numcust=300
New load.Trecho27_28 bus1=28 phases=3 kv=13.8 kw=500 numcust=500
New load.Trecho28_33 bus1=33 phases=3 kv=13.8 kw=200 numcust=200
New load.Trecho28_29 bus1=29 phases=3 kv=13.8 kw=200 numcust=200
New load.Trecho29_30 bus1=30 phases=3 kv=13.8 kw=400 numcust=400
New load.Trecho30_31 bus1=31 phases=3 kv=13.8 kw=500 numcust=500
New load.Trecho31_32 bus1=32 phases=3 kv=13.8 kw=300 numcust=300
New load.Trecho32_32E bus1=32E phases=3 kv=13.8 kw=100 numcust=100
New load.Trecho33_34 bus1=34 phases=3 kv=13.8 kw=200 numcust=200
New load.Trecho34_35 bus1=35 phases=3 kv=13.8 kw=300 numcust=300
New load.Trecho35_36 bus1=36 phases=3 kv=13.8 kw=400 numcust=400
New load.Trecho36_37 bus1=37 phases=3 kv=13.8 kw=300 numcust=300
New load.Trecho37_NA3 bus1=NA3 phases=3 kv=13.8 kw=200 numcust=200

New energymeter.MEDIDOR2 element=line.Trecho23_24 terminal=1

New Recloser.Recloser23_24 line.Trecho23_24 1
New Recloser.Recloser24_25 line.Trecho24_25 1
New Recloser.Recloser25_26 line.Trecho25_26 1
New Recloser.Recloser26_26E line.Trecho26_26E 1
New Recloser.Recloser24_27 line.Trecho24_27 1
New Recloser.Recloser27_28 line.Trecho27_28 1
New Recloser.Recloser28_33 line.Trecho28_33 1
New Recloser.Recloser28_29 line.Trecho28_29 1
New Recloser.Recloser29_30 line.Trecho29_30 1
New Recloser.Recloser30_31 line.Trecho30_31 1
New Recloser.Recloser31_32 line.Trecho31_32 1
New Recloser.Recloser32_32E line.Trecho32_32E 1
New Recloser.Recloser33_34 line.Trecho33_34 1
New Recloser.Recloser34_35 line.Trecho34_35 1
New Recloser.Recloser35_36 line.Trecho35_36 1
New Recloser.Recloser36_37 line.Trecho36_37 1
New Recloser.Recloser37_NA3 line.Trecho37_NA3 1
```

Fonte: O Autor.

Por fim, a Subestação de Distribuição 1 é parametrizada, e também conta com a mesma situação de faltas em dois trechos como da SD 2, e por conta disso precisa ser analisada com seu DEC e FEC de maneira apartada. Os dados referentes à SD 1 podem ser tangíveis de acordo com a Figura 19.

Para finalizar a simulação, são necessários os comandos de execução para o cálculo correto dos resultados. Por conta disso, são utilizados os mesmos comandos do circuito com o alimentador simples, no entanto com o destaque para o parâmetro “relcalc restore”. Nesta simulação, é indispensável que este comando seja parametrizado como “YES”, visto que são abordadas situações em que o reestabelecimento de energia é esperado frente às faltas 2, 3, 4 e 6. Caso este parâmetro seja configurado como “no”, os indicadores de DEC e FEC serão calculados como se não houvesse qualquer reestabelecimento de carga, e por conta disso será uma análise equivocada.

Figura 19 – Código em OpenDSS todos os elementos da Subestação de Distribuição de número 1.

```
//————— SUBESTAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO DE NÚMERO 1 —————//
New line.Trecho2_3   phases=3   bus1=2 bus2=3   faultrate=0.00001 pctperm=50 repair=0
New line.Trecho3_4   phases=3   bus1=3 bus2=4   faultrate=0.00001 pctperm=50 repair=0
New line.Trecho4_6   phases=3   bus1=4 bus2=6   faultrate=1.00000 pctperm=100 repair=1
New line.Trecho6_7   phases=3   bus1=6 bus2=7   faultrate=2.00000 pctperm=50 repair=3.16666 // (0.6666+2.5)
New line.Trecho7_8   phases=3   bus1=7 bus2=8   faultrate=2.00000 pctperm=50 repair=3.16666 // (0.6666+2.5)
New line.Trecho8_9   phases=3   bus1=8 bus2=9   faultrate=2.00000 pctperm=50 repair=3.16666 // (0.6666+2.5)
New line.Trecho9_NA6 phases=3   bus1=9 bus2=NA6 faultrate=2.00000 pctperm=50 repair=3.16666 // (0.6666+2.5)
New line.Trecho6_10 phases=3   bus1=6 bus2=10 faultrate=1.00000 pctperm=100 repair=1
New line.Trecho10_11 phases=3   bus1=10 bus2=11 faultrate=1.00000 pctperm=100 repair=1
New line.Trecho11_NA8 phases=3   bus1=11 bus2=NA8 faultrate=1.00000 pctperm=100 repair=1
New line.Trecho4_5   phases=3   bus1=4 bus2=5   faultrate=1.00000 pctperm=100 repair=4.5
New line.Trecho5_NA4 phases=3   bus1=5 bus2=NA4 faultrate=1.00000 pctperm=100 repair=4.5

New load.Trecho2_3   bus1=3       phases=3 kv=13.8 kw=900   numcust=900
New load.Trecho4_5   bus1=5       phases=3 kv=13.8 kw=700   numcust=700
New load.Trecho5_NA4 bus1=NA4     phases=3 kv=13.8 kw=400   numcust=400
New load.Trecho4_6   bus1=6       phases=3 kv=13.8 kw=600   numcust=600
New load.Trecho6_10 bus1=10      phases=3 kv=13.8 kw=300   numcust=300
New load.Trecho10_11 bus1=11     phases=3 kv=13.8 kw=300   numcust=300
New load.Trecho11_NA8 bus1=NA8    phases=3 kv=13.8 kw=200   numcust=200
New load.Trecho6_7   bus1=7       phases=3 kv=13.8 kw=600   numcust=600
New load.Trecho7_8   bus1=8       phases=3 kv=13.8 kw=200   numcust=200
New load.Trecho8_9   bus1=9       phases=3 kv=13.8 kw=500   numcust=500
New load.Trecho9_NA6 bus1=NA6     phases=3 kv=13.8 kw=300   numcust=300

New energymeter.MEDIDOR1 element=line.Trecho2_3 terminal=1

New Recloser.Recloser2_3   line.Trecho2_3 1
New Recloser.Recloser3_4   line.Trecho3_4 1
New Recloser.Recloser4_6   line.Trecho4_6 1
New Recloser.Recloser6_7   line.Trecho6_7 1
New Recloser.Recloser7_8   line.Trecho7_8 1
New Recloser.Recloser8_9   line.Trecho8_9 1
New Recloser.Recloser9_NA6 line.Trecho9_NA6 1
New Recloser.Recloser6_10  line.Trecho6_10 1
New Recloser.Recloser10_11 line.Trecho10_11 1
New Recloser.Recloser11_NA8 line.Trecho11_NA8 1
New Recloser.Recloser4_5   line.Trecho4_5 1
New Recloser.Recloser5_NA4 line.Trecho5_NA4 1
```

Fonte: O Autor.

Assim como nos casos anteriores, são evocados os comandos para a saída de cada um dos indicadores DEC e FEC (que no software OpenDSS são chamados de SAIDI e SAIFI, System Average Interruption Duration Index e System Average Interruption Frequency Index, respectivamente). Estes comandos são visualizados na Figura 20.

Figura 20 – Código em OpenDSS para a execução e retorno dos indicadores DEC e FEC do circuito B de distribuição.

```
Set VoltageBases=[13.8]  
CalcVoltageBases  
  
Set maxcontroli=100  
  
Solve  
  
relcalc restore=yes  
  
? energymeter.MEDIDOR1.saidi // DEC (System Average Interruption Duration Index)  
? energymeter.MEDIDOR1.saifi // FEC (System Average Interruption Frequency Index)  
  
? energymeter.MEDIDOR2.saidi // DEC (System Average Interruption Duration Index)  
? energymeter.MEDIDOR2.saifi // FEC (System Average Interruption Frequency Index)  
  
? energymeter.MEDIDOR3.saidi // DEC (System Average Interruption Duration Index)  
? energymeter.MEDIDOR3.saifi // FEC (System Average Interruption Frequency Index)  
  
? energymeter.MEDIDOR4.saidi // DEC (System Average Interruption Duration Index)  
? energymeter.MEDIDOR4.saifi // FEC (System Average Interruption Frequency Index)
```

Fonte: O Autor.

## 4 RESULTADOS

A apresentação dos resultados obtidos a partir das simulações pode ser visualizada mediante as Tabelas 4, 5 e 6. A Tabela 4 indica os resultados obtidos pelo OpenDSS para o circuito A, enquanto as Tabelas 5 e 6 disponibilizam os resultados para o circuito B de distribuição.

Tabela 4 – Resultados obtidos via simulação do OpenDSS para cada uma das faltas do circuito A.

Indicador	Falta 1	Falta 2	Falta 3	Total
DEC (hrs./cons.)	2,0000211538	0,40385423077	0,025639230692	2,429514615262
FEC (int./cons.)	1,0000105769	0,13463461538	0,038481730769	1,173126923049

Fonte: O autor.

É importante ressaltar que, para subestações que possuem mais de uma falta em seu circuito, é necessária a execução do código no OpenDSS de maneira apartada para cada uma das faltas, visto que o software possui uma limitação para execução do cálculo de FEC. Isso acontece por conta de o desenvolvimento da compilação do código considerar que essas faltas ocorrem de maneira simultânea, o que, por premissa de projeto, jamais acontecerá. Por conta disso, na tabela 5, o FEC das subestações 1 e 2 possuem justamente uma soma de dois resultados, indicando as faltas que ocorrem nestas.

Tabela 5 – Indicadores de qualidade do serviço obtidos via simulação do OpenDSS para cada uma das subestações do circuito B de distribuição.

Subestação	DEC (hrs/consumidor)	FEC (interrup./consumidor)
Subestação 1	2,2833312	0,82 + 0,3200059
Subestação 2	1,8570284375	1 + 0,48438015625
Subestação 3	2,1711538462	0,78846259615
Subestação 4	0,15624999063	0,21876015625

Fonte: O autor.

Em última instância, torna-se necessário calcular a discrepância de valores entre os dados calculados de maneira teórica com os valores obtidos mediante simulação computacional

via software OpenDSS. Para tanto, serão utilizados dois parâmetros de análise, sendo estes o cálculo do erro absoluto e o cálculo do erro percentual.

Tabela 6 – Indicadores de qualidade do serviço obtidos via simulação do OpenDSS para cada falta do circuito B de distribuição.

Falta	DEC (hrs/consumidor)	FEC (interrup./consumidor)
Falta 1	0,8	0,3200059
Falta 2	1,483312	0,8200009
Falta 3	2,1711538462	0,78846259615
Falta 4	0,4570284375	0,48438015625
Falta 5	1,4	1
Falta 6	0,15624999063	0,21876015625
Total	6,46774427433	3,63160970865

Fonte: O autor.

Para o cálculo do erro absoluto, torna-se aplicável a equação abaixo:

$$Erro_{ABS} = x_{medido} - x_{calculado} \quad (5)$$

Já para o cálculo do erro percentual, pode-se considerar a seguinte relação:

$$Erro\% = \frac{x_{medido} - x_{calculado}}{x_{calculado}} \times 100\% \quad (6)$$

Onde  $x_{medido}$  é o valor disponibilizado pela simulação via OpenDSS, enquanto  $x_{calculado}$  é o valor calculado de maneira teórica pelo autor.

As tabelas 7, 8, 9 e 10 disponibilizam os erros para cada um dos circuitos manipulados.

Tabela 7 – Erros absolutos para cada uma das faltas do circuito A.

Indicador	Erro absoluto			
	Falta 1	Falta 2	Falta 3	Total
DEC	0,0000211538	0,00005423077	0,000039230692	0,000114615262
FEC	0,0000105769	0,00003461538	0,000081730769	0,000126923049

Fonte: O autor.

Tabela 8 – Erros percentuais para cada uma das faltas do circuito A.

Indicador	Erro percentual			
	Falta 1	Falta 2	Falta 3	Total
DEC	0,00105 %	0,01343 %	0,1532 %	0,00471 %
FEC	0,00105 %	0,02571 %	0,21284 %	0,01082 %

Fonte: O autor.

Tabela 9 – Erros absolutos e relativos para cada uma das subestações do circuito de quatro subestações.

Subestação	Erro absoluto		Erro percentual	
	DEC	FEC	DEC	FEC
1	0,0000312	0,0000059	0,0013 %	0,00051 %
2	0,0000284375	0,00008015625	0,00153 %	0,00540 %
3	0,0000538462	0,00006259615	0,00248 %	0,00794 %
4	-0,00000000937	0,00001015625	-0,00000599%	0,00464 %

Fonte: O autor.

Tabela 10 – Erros absolutos e relativos para cada uma das faltas do circuito de quatro subestações.

Falta	Erro absoluto		Erro percentual	
	DEC	FEC	DEC	FEC
Falta 1	0	0,0000059	0 %	0,00184 %
Falta 2	0,000112	0,0000009	0,00755 %	0,000109 %
Falta 3	0,0000538462	0,00006259615	0,00248 %	0,007939 %
Falta 4	0,0000284375	0,00008015625	0,00622 %	0,016550 %
Falta 5	0	0	0 %	0 %
Falta 6	0,00004999063	0,00006015625	0,032004 %	0,027506 %
Total	0,00024427433	0,00020970865	0,00377 %	0,0057748 %

Fonte: O autor.

## 5 DISCUSSÃO

A partir dos resultados obtidos mediante a simulação dos sistemas, é perceptível que a modelagem dos circuitos elétricos no ambiente computacional refletiu com precisão o comportamento real do sistema. Isso resultou em medidas de erro percentual abaixo de 0,22% em todos os dados simulados, sejam estes referentes à faltas ou ao indicador de subestações completas. Além disso, a precisão dos dados de entrada foi satisfatória, visto que em alguns cenários tornou-se necessário a utilização de frações de hora para a simulação, como por exemplo uma falta de duração de 40 minutos, o que não afetou de forma significativa os resultados.

O maior erro notado se situa no âmbito da falta 3 para o sistema A, contando com 0,21284% de erro percentual. Apesar de este ser o maior valor, ainda assim está em conformidade com um erro aceitável entre as medidas simuladas de DEC e FEC e as medidas calculadas em ambos circuitos, sendo um indicativo da precisão e eficácia das simulações.

A obtenção de resultados semelhantes entre medidas calculadas de maneira teórica e simulada é um objetivo fundamental deste Trabalho, pois permite traçar paralelos para a utilização do software OpenDSS em escalas reais em circuitos elétricos de distribuição. A modelagem precisa do sistema, a utilização de dados de entrada corretos, a escolha de um software de simulação confiável desempenhou papéis cruciais nesse processo.

Na Tabela 11 estão disponibilizados os erros mínimos, médios e máximos para cada um dos circuitos elétricos deste trabalho.

Tabela 11 – Erros mínimos, médios e máximos. (percentual)

Indicador	Erro percentual	
	Circuito A	Circuito B
Erro mínimo	0,00105 %	0 %
Erro médio	0,06788 %	0,0062996005 %
Erro máximo	0,21284 %	0,032004 %

Fonte: O autor.



## 6 CONCLUSÃO

Os estudos realizados neste Trabalho destacam a robustez da ferramenta OpenDSS (Open Distributed System Simulator) na simulação da qualidade do serviço em redes de distribuição de média tensão. A análise cuidadosa das simulações realizadas demonstrou que o OpenDSS é uma ferramenta confiável e eficaz para avaliar a qualidade do serviço em sistemas elétricos complexos.

A capacidade do software em modelar com precisão os componentes de redes de distribuição, como linhas, unidades consumidoras, chaves e fontes, proporciona resultados que se aproximam formidavelmente das medidas reais. Além disso, a ferramenta oferece a flexibilidade necessária para considerar uma ampla gama de cenários operacionais e condições da rede, permitindo aos engenheiros e estudiosos da área uma visão abrangente do desempenho do sistema.

A robustez deste simulador se mostra de grande valor em um ambiente onde a qualidade do serviço é de extrema importância. A capacidade de analisar parâmetros como a Duração Equivalente de Interrupção (DEC) e a Frequência Equivalente de Interrupção (FEC) de forma precisa e eficaz é fundamental para garantir que os padrões de qualidade do serviço sejam atendidos e mantidos em redes de distribuição.

Além disso, a simulação computacional oferece a capacidade de avaliar o impacto de melhorias na infraestrutura, implementação de novas tecnologias e mudanças nas condições operacionais, o que é essencial para o planejamento eficiente e a economia de recursos no setor de energia elétrica.

A única restrição encontrada pelo autor durante o desenvolvimento deste Trabalho se encontra no campo de faltas simultâneas. O software não é capaz de realizar o cálculo de interrupções simultâneas de maneira autônoma para o cálculo do indicador FEC, visto que realiza toda a compilação dos dados de maneira única e considera as interrupções como um único resultado. Felizmente essa objeção pode ser contornada por meio da simulação apartada de cada uma das faltas, somando-se os indicadores retornados pelo software.

Em resumo, o OpenDSS se mostra como uma ferramenta robusta e versátil na simulação da qualidade do serviço em redes de distribuição em média tensão, contribuindo para a pesquisa, o planejamento e a operação eficaz de sistemas elétricos. Seu potencial para a análise detalhada de sistemas elétricos complexos, aliado à sua capacidade de fornecer resultados precisos, o torna uma escolha de grande importância para profissionais e pesquisadores em busca de soluções confiáveis no setor elétrico.

## REFERÊNCIAS

DUGAN, R. C.; MONTENEGRO, D. Reference Guide – The Open Distribution System Simulator (OpenDSS). **EPRI – Electric Power Research Institute**, Disponível em: <https://www.epri.com/pages/sa/openss>. Acesso em: 12 out. 2023.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST)** – Módulo 8, Resolução Normativa ANEEL nº 956/2021: ANEEL, 2022.

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

RADATZ, Paulo. **Open Distribution System Simulator (OpenDSS): Modelagem dos Elementos**. Disponível em: <https://www.pauloradatz.me/modelagemelementos>. Acesso em: 24 de outubro de 2023.

LUDOVICO, Hiago da Rocha. **Qualidade do serviço da distribuição de energia elétrica em cidades do Rio Grande do Sul. 2011**. Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2011. Disponível em: <https://lume.ufrgs.br/handle/10183/65626>. Acesso em: 26 out. 2023.

BERNARDO, Natália. **Evolução da Gestão da Qualidade de Serviço de Energia Elétrica no Brasil**. Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013. Disponível em: <https://pantheon.ufrj.br/bitstream/11422/9519/1/monopoli10006255.pdf>. Acesso em: 26 out. 2023.

## APÊNDICE 1 – CÓDIGO EM OPENDSS: CIRCUITO A DE DISTRIBUIÇÃO

ClearAll

New circuit.ALIMENTADORSIMPLES basekv=13.8 bus1=A pu=1 model=ideal

New line.Trecho\_AB phases=3 bus1=A bus2=B Length=1 units=km faultrate=1 pctperm=100  
repair=2

New line.Trecho\_BC phases=3 bus1=B bus2=C Length=1 units=km faultrate=0.00001  
pctperm=100 repair=0

New line.Trecho\_CD phases=3 bus1=C bus2=D Length=1 units=km faultrate=1 pctperm=100  
repair=3

New line.Trecho\_DH phases=3 bus1=D bus2=H Length=1 units=km faultrate=0.00001  
pctperm=100 repair=0

New line.Trecho\_CE phases=3 bus1=C bus2=E Length=1 units=km faultrate=0.00001  
pctperm=100 repair=0

New line.Trecho\_EF phases=3 bus1=E bus2=F Length=1 units=km faultrate=1 pctperm=100  
repair=0.67

New line.Trecho\_EG phases=3 bus1=E bus2=G Length=1 units=km faultrate=0.00001  
pctperm=100 repair=0

New load.Trecho\_AB bus1=B phases=3 kv=13.8 kw=200 numcust=200

New load.Trecho\_BC bus1=C phases=3 kv=13.8 kw=150 numcust=150

New load.Trecho\_CD bus1=D phases=3 kv=13.8 kw=60 numcust=60

New load.Trecho\_DH bus1=H phases=3 kv=13.8 kw=10 numcust=10

New load.Trecho\_CE bus1=E phases=3 kv=13.8 kw=50 numcust=50

New load.Trecho\_EF bus1=F phases=3 kv=13.8 kw=20 numcust=20

New load.Trecho\_EG bus1=G phases=3 kv=13.8 kw=30 numcust=30

New energymeter.Medidor element=line.Trecho\_AB terminal=1

New Fuse.Fuse\_AB line.Trecho\_AB 1

New Fuse.Fuse\_BC line.Trecho\_BC 1

New Fuse.Fuse\_CD line.Trecho\_CD 1

New Fuse.Fuse\_DH line.Trecho\_DH 1

New Fuse.Fuse\_CE line.Trecho\_CE 1

New Fuse.Fuse\_EF line.Trecho\_EF 1

New Fuse.Fuse\_EG line.Trecho\_EG 1

Set VoltageBases=[13.8]

CalcVoltageBases

Set maxcontroli=100

Solve

relcalc restore=no

? energymeter.Medidor.saidi

? energymeter.Medidor.saifi

## APÊNDICE 2 – CÓDIGO EM OPENDSS: CIRCUITO B DE DISTRIBUIÇÃO

Clear

New circuit.TCCNICO basekv=13.8 bus1=39 pu=1 model=ideal

// ----- SUBESTAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO DE NÚMERO 4 ----- //

New line.Trecho39\_40 phases=3 bus1=39 bus2=40 faultrate=0.00001 pctperm=50  
repair=0

New line.Trecho40\_41 phases=3 bus1=40 bus2=41 faultrate=0.00001 pctperm=50  
repair=0

New line.Trecho41\_42 phases=3 bus1=41 bus2=42 faultrate=0.00001 pctperm=50  
repair=0

New line.Trecho42\_43 phases=3 bus1=42 bus2=43 faultrate=0.00001 pctperm=50  
repair=0

New line.Trecho43\_44 phases=3 bus1=43 bus2=44 faultrate=0.00001 pctperm=50  
repair=0

New line.Trecho44\_45 phases=3 bus1=44 bus2=45 faultrate=1.00000 pctperm=100  
repair=1.1666666 // FALTA F6

New line.Trecho45\_46 phases=3 bus1=45 bus2=46 faultrate=1.00000 pctperm=100  
repair=0.3333333

New line.Trecho46\_47 phases=3 bus1=46 bus2=47 faultrate=1.00000 pctperm=100  
repair=0.3333333

New line.Trecho47\_48 phases=3 bus1=47 bus2=48 faultrate=1.00000 pctperm=100  
repair=0.3333333

New line.Trecho48\_49 phases=3 bus1=48 bus2=49 faultrate=1.00000 pctperm=100  
repair=0.3333333

New line.Trecho49\_50 phases=3 bus1=49 bus2=50 faultrate=1.00000 pctperm=100  
repair=0.8333333

New line.Trecho50\_51 phases=3 bus1=50 bus2=51 faultrate=1.00000 pctperm=100  
repair=0.8333333

New load.Trecho39\_40 bus1=40 phases=3 kv=13.8 kw=400 numcust=400

New load.Trecho40\_41 bus1=41 phases=3 kv=13.8 kw=200 numcust=200  
 New load.Trecho41\_42 bus1=42 phases=3 kv=13.8 kw=300 numcust=300  
 New load.Trecho42\_43 bus1=43 phases=3 kv=13.8 kw=200 numcust=200  
 New load.Trecho43\_44 bus1=44 phases=3 kv=13.8 kw=150 numcust=150  
 New load.Trecho44\_45 bus1=45 phases=3 kv=13.8 kw=100 numcust=100  
 New load.Trecho45\_46 bus1=46 phases=3 kv=13.8 kw=50 numcust=50  
 New load.Trecho46\_47 bus1=47 phases=3 kv=13.8 kw=50 numcust=50  
 New load.Trecho47\_48 bus1=48 phases=3 kv=13.8 kw=25 numcust=25  
 New load.Trecho48\_49 bus1=49 phases=3 kv=13.8 kw=25 numcust=25  
 New load.Trecho49\_50 bus1=50 phases=3 kv=13.8 kw=50 numcust=50  
 New load.Trecho50\_51 bus1=51 phases=3 kv=13.8 kw=50 numcust=50

New energymeter.MEDIDOR4 element=line.Trecho39\_40 terminal=1

New Fuse.Fuse39\_40 line.Trecho39\_40 1  
 New Fuse.Fuse40\_41 line.Trecho40\_41 1  
 New Fuse.Fuse41\_42 line.Trecho41\_42 1  
 New Fuse.Fuse42\_43 line.Trecho42\_43 1  
 New Fuse.Fuse43\_44 line.Trecho43\_44 1  
 New Recloser.Recloser44\_45 line.Trecho44\_45 1  
 New Recloser.Recloser45\_46 line.Trecho45\_46 1  
 New Recloser.Recloser46\_47 line.Trecho46\_47 1  
 New Recloser.Recloser47\_48 line.Trecho47\_48 1  
 New Recloser.Recloser48\_49 line.Trecho48\_49 1  
 New Recloser.Recloser49\_50 line.Trecho49\_50 1  
 New Recloser.Recloser50\_51 line.Trecho50\_51 1

// ----- SUBESTAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO DE NÚMERO 3 ----- //

New line.Trecho12\_15 phases=3 bus1=12 bus2=15 faultrate=0.00001 pctperm=50  
 repair=0  
 New line.Trecho13\_15 phases=3 bus1=13 bus2=15 faultrate=0.00001 pctperm=50  
 repair=0

New line.Trecho13\_14 phases=3 bus1=13 bus2=14 faultrate=0.00001 pctperm=50  
 repair=0  
 New line.Trecho14\_NA2 phases=3 bus1=14 bus2=NA2 faultrate=0.00001 pctperm=50  
 repair=0  
 New line.Trecho15\_16 phases=3 bus1=15 bus2=16 faultrate=1.00000 pctperm=100  
 repair=3.3 // FALTA F3  
 New line.Trecho16\_17 phases=3 bus1=16 bus2=17 faultrate=1.00000 pctperm=100  
 repair=3.3  
 New line.Trecho17\_18 phases=3 bus1=17 bus2=18 faultrate=1.00000 pctperm=100  
 repair=3.3  
 New line.Trecho18\_19 phases=3 bus1=18 bus2=19 faultrate=1.00000 pctperm=100  
 repair=3.3  
 New line.Trecho19\_20 phases=3 bus1=19 bus2=20 faultrate=1.00000 pctperm=100  
 repair=0.5  
 New line.Trecho20\_21 phases=3 bus1=20 bus2=21 faultrate=1.00000 pctperm=100  
 repair=0.5  
 New line.Trecho21\_NA5 phases=3 bus1=21 bus2=NA5 faultrate=1.00000 pctperm=100  
 repair=0.5  
  
 New load.Trecho13\_14 bus1=14 phases=3 kv=13.8 kw=900 numcust=900  
 New load.Trecho14\_NA2 bus1=NA2 phases=3 kv=13.8 kw=200 numcust=200  
 New load.Trecho15\_16 bus1=16 phases=3 kv=13.8 kw=1200 numcust=1200  
 New load.Trecho16\_17 bus1=17 phases=3 kv=13.8 kw=800 numcust=800  
 New load.Trecho17\_18 bus1=18 phases=3 kv=13.8 kw=700 numcust=700  
 New load.Trecho18\_19 bus1=19 phases=3 kv=13.8 kw=600 numcust=600  
 New load.Trecho19\_20 bus1=20 phases=3 kv=13.8 kw=400 numcust=400  
 New load.Trecho20\_21 bus1=21 phases=3 kv=13.8 kw=300 numcust=300  
 New load.Trecho21\_NA5 bus1=NA5 phases=3 kv=13.8 kw=100 numcust=100  
  
 New energymeter.MEDIDOR3 element=line.Trecho12\_15 terminal=1  
  
 New Recloser.Recloser13\_14 line.Trecho13\_14 1  
 New Recloser.Recloser14\_NA2 line.Trecho14\_NA2 1  
 New Recloser.Recloser15\_16 line.Trecho15\_16 1

New Recloser.Recloser16\_17 line.Trecho16\_17 1  
 New Recloser.Recloser17\_18 line.Trecho17\_18 1  
 New Recloser.Recloser18\_19 line.Trecho18\_19 1  
 New Recloser.Recloser19\_20 line.Trecho19\_20 1  
 New Recloser.Recloser20\_21 line.Trecho20\_21 1  
 New Recloser.Recloser21\_NA5 line.Trecho21\_NA5 1

// ----- SUBESTAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO DE NÚMERO 2 ----- //

New line.Trecho23\_24 phases=3 bus1=23 bus2=24 faultrate=1.00000 pctperm=100  
 repair=1.4 // FALTA F5  
 New line.Trecho24\_25 phases=3 bus1=24 bus2=25 faultrate=1.00000 pctperm=100  
 repair=1.4  
 New line.Trecho25\_26 phases=3 bus1=25 bus2=26 faultrate=1.00000 pctperm=100  
 repair=1.4  
 New line.Trecho26\_26E phases=3 bus1=26 bus2=26E faultrate=1.00000 pctperm=100  
 repair=1.4  
 New line.Trecho24\_27 phases=3 bus1=24 bus2=27 faultrate=1.00000 pctperm=100  
 repair=1.4  
 New line.Trecho27\_28 phases=3 bus1=27 bus2=28 faultrate=1.00000 pctperm=100  
 repair=1.4  
 New line.Trecho28\_33 phases=3 bus1=28 bus2=33 faultrate=2.00000 pctperm=50  
 repair=3.4 // (2+1.4): FALTA F4 + FALTA 5  
 New line.Trecho28\_29 phases=3 bus1=28 bus2=29 faultrate=2.00000 pctperm=50  
 repair=3.4 // (2+1.4)  
 New line.Trecho29\_30 phases=3 bus1=29 bus2=30 faultrate=2.00000 pctperm=50  
 repair=2.31666 // (0.91666+1.4)  
 New line.Trecho30\_31 phases=3 bus1=30 bus2=31 faultrate=2.00000 pctperm=50  
 repair=2.31666 // (0.91666+1.4)  
 New line.Trecho31\_32 phases=3 bus1=31 bus2=32 faultrate=2.00000 pctperm=50  
 repair=2.31666 // (0.91666+1.4)  
 New line.Trecho32\_32E phases=3 bus1=32 bus2=32E faultrate=2.00000 pctperm=50  
 repair=2.31666 // (0.91666+1.4)



New line.Trecho33\_34 phases=3 bus1=33 bus2=34 faultrate=2.00000 pctperm=50  
 repair=2.06666 // (0.66666+1.4)  
 New line.Trecho34\_35 phases=3 bus1=34 bus2=35 faultrate=2.00000 pctperm=50  
 repair=2.06666 // (0.66666+1.4)  
 New line.Trecho35\_36 phases=3 bus1=35 bus2=36 faultrate=2.00000 pctperm=50  
 repair=2.06666 // (0.66666+1.4)  
 New line.Trecho36\_37 phases=3 bus1=36 bus2=37 faultrate=2.00000 pctperm=50  
 repair=2.06666 // (0.66666+1.4)  
 New line.Trecho37\_NA3 phases=3 bus1=37 bus2=NA3 faultrate=2.00000 pctperm=50  
 repair=2.06666 // (0.66666+1.4)

New load.Trecho23\_24 bus1=24 phases=3 kv=13.8 kw=1200 numcust=1200  
 New load.Trecho24\_25 bus1=25 phases=3 kv=13.8 kw=800 numcust=800  
 New load.Trecho25\_26 bus1=26 phases=3 kv=13.8 kw=500 numcust=500  
 New load.Trecho26\_26E bus1=26E phases=3 kv=13.8 kw=300 numcust=300  
 New load.Trecho27\_28 bus1=28 phases=3 kv=13.8 kw=500 numcust=500  
 New load.Trecho28\_33 bus1=33 phases=3 kv=13.8 kw=200 numcust=200  
 New load.Trecho28\_29 bus1=29 phases=3 kv=13.8 kw=200 numcust=200  
 New load.Trecho29\_30 bus1=30 phases=3 kv=13.8 kw=400 numcust=400  
 New load.Trecho30\_31 bus1=31 phases=3 kv=13.8 kw=500 numcust=500  
 New load.Trecho31\_32 bus1=32 phases=3 kv=13.8 kw=300 numcust=300  
 New load.Trecho32\_32E bus1=32E phases=3 kv=13.8 kw=100 numcust=100  
 New load.Trecho33\_34 bus1=34 phases=3 kv=13.8 kw=200 numcust=200  
 New load.Trecho34\_35 bus1=35 phases=3 kv=13.8 kw=300 numcust=300  
 New load.Trecho35\_36 bus1=36 phases=3 kv=13.8 kw=400 numcust=400  
 New load.Trecho36\_37 bus1=37 phases=3 kv=13.8 kw=300 numcust=300  
 New load.Trecho37\_NA3 bus1=NA3 phases=3 kv=13.8 kw=200 numcust=200

New energymeter.MEDIDOR2 element=line.Trecho23\_24 terminal=1

New Recloser.Recloser23\_24 line.Trecho23\_24 1  
 New Recloser.Recloser24\_25 line.Trecho24\_25 1  
 New Recloser.Recloser25\_26 line.Trecho25\_26 1  
 New Recloser.Recloser26\_26E line.Trecho26\_26E 1

New Recloser.Recloser24\_27 line.Trecho24\_27 1  
 New Recloser.Recloser27\_28 line.Trecho27\_28 1  
 New Recloser.Recloser28\_33 line.Trecho28\_33 1  
 New Recloser.Recloser28\_29 line.Trecho28\_29 1  
 New Recloser.Recloser29\_30 line.Trecho29\_30 1  
 New Recloser.Recloser30\_31 line.Trecho30\_31 1  
 New Recloser.Recloser31\_32 line.Trecho31\_32 1  
 New Recloser.Recloser32\_32E line.Trecho32\_32E 1  
 New Recloser.Recloser33\_34 line.Trecho33\_34 1  
 New Recloser.Recloser34\_35 line.Trecho34\_35 1  
 New Recloser.Recloser35\_36 line.Trecho35\_36 1  
 New Recloser.Recloser36\_37 line.Trecho36\_37 1  
 New Recloser.Recloser37\_NA3 line.Trecho37\_NA3 1

// ----- SUBESTAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO DE NÚMERO 1 ----- //

New line.Trecho2\_3 phases=3 bus1=2 bus2=3 faultrate=0.00001 pctperm=50  
 repair=0  
 New line.Trecho3\_4 phases=3 bus1=3 bus2=4 faultrate=0.00001 pctperm=50  
 repair=0  
 New line.Trecho4\_6 phases=3 bus1=4 bus2=6 faultrate=1.00000 pctperm=100  
 repair=1  
 New line.Trecho6\_7 phases=3 bus1=6 bus2=7 faultrate=2.00000 pctperm=50  
 repair=3.16666 // (0.6666+2.5)  
 New line.Trecho7\_8 phases=3 bus1=7 bus2=8 faultrate=2.00000 pctperm=50  
 repair=3.16666 // (0.6666+2.5)  
 New line.Trecho8\_9 phases=3 bus1=8 bus2=9 faultrate=2.00000 pctperm=50  
 repair=3.16666 // (0.6666+2.5)  
 New line.Trecho9\_NA6 phases=3 bus1=9 bus2=NA6 faultrate=2.00000 pctperm=50  
 repair=3.16666 // (0.6666+2.5)  
 New line.Trecho6\_10 phases=3 bus1=6 bus2=10 faultrate=1.00000 pctperm=100  
 repair=1  
 New line.Trecho10\_11 phases=3 bus1=10 bus2=11 faultrate=1.00000 pctperm=100  
 repair=1

New line.Trecho11\_NA8 phases=3 bus1=11 bus2=NA8 faultrate=1.00000 pctperm=100  
repair=1

New line.Trecho4\_5 phases=3 bus1=4 bus2=5 faultrate=1.00000 pctperm=100  
repair=4.5

New line.Trecho5\_NA4 phases=3 bus1=5 bus2=NA4 faultrate=1.00000 pctperm=100  
repair=4.5

New load.Trecho2\_3 bus1=3 phases=3 kv=13.8 kw=900 numcust=900

New load.Trecho4\_5 bus1=5 phases=3 kv=13.8 kw=700 numcust=700

New load.Trecho5\_NA4 bus1=NA4 phases=3 kv=13.8 kw=400 numcust=400

New load.Trecho4\_6 bus1=6 phases=3 kv=13.8 kw=600 numcust=600

New load.Trecho6\_10 bus1=10 phases=3 kv=13.8 kw=300 numcust=300

New load.Trecho10\_11 bus1=11 phases=3 kv=13.8 kw=300 numcust=300

New load.Trecho11\_NA8 bus1=NA8 phases=3 kv=13.8 kw=200 numcust=200

New load.Trecho6\_7 bus1=7 phases=3 kv=13.8 kw=600 numcust=600

New load.Trecho7\_8 bus1=8 phases=3 kv=13.8 kw=200 numcust=200

New load.Trecho8\_9 bus1=9 phases=3 kv=13.8 kw=500 numcust=500

New load.Trecho9\_NA6 bus1=NA6 phases=3 kv=13.8 kw=300 numcust=300

New energymeter.MEDIDOR1 element=line.Trecho2\_3 terminal=1

New Recloser.Recloser2\_3 line.Trecho2\_3 1

New Recloser.Recloser3\_4 line.Trecho3\_4 1

New Recloser.Recloser4\_6 line.Trecho4\_6 1

New Recloser.Recloser6\_7 line.Trecho6\_7 1

New Recloser.Recloser7\_8 line.Trecho7\_8 1

New Recloser.Recloser8\_9 line.Trecho8\_9 1

New Recloser.Recloser9\_NA6 line.Trecho9\_NA6 1

New Recloser.Recloser6\_10 line.Trecho6\_10 1

New Recloser.Recloser10\_11 line.Trecho10\_11 1

New Recloser.Recloser11\_NA8 line.Trecho11\_NA8 1

New Recloser.Recloser4\_5 line.Trecho4\_5 1

New Recloser.Recloser5\_NA4 line.Trecho5\_NA4 1

Set VoltageBases=[13.8]

CalcVoltageBases

Set maxcontroli=100

Solve

relcalc restore=yes

? energymeter.MEDIDOR1.saidi // DEC (System Average Interruption Duration Index)

? energymeter.MEDIDOR1.saifi // FEC (System Average Interruption Frequency Index)

? energymeter.MEDIDOR2.saidi // DEC (System Average Interruption Duration Index)

? energymeter.MEDIDOR2.saifi // FEC (System Average Interruption Frequency Index)

? energymeter.MEDIDOR3.saidi // DEC (System Average Interruption Duration Index)

? energymeter.MEDIDOR3.saifi // FEC (System Average Interruption Frequency Index)

? energymeter.MEDIDOR4.saidi // DEC (System Average Interruption Duration Index)

? energymeter.MEDIDOR4.saifi // FEC (System Average Interruption Frequency Index)