



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO
FACULDADE DE ARQUITETURA, ENGENHARIA E TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

Juliano Jose Gomes Ferreira Junior

**ANÁLISE DE IMPACTO DE INCREMENTO DE CARGA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA**

CUIABÁ – MT
JUNHO, 2023

JULIANO JOSE GOMES FERREIRA JUNIOR

ANÁLISE DE IMPACTO DE INCREMENTO DE CARGA EM REDES DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Trabalho Final de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Mato Grosso, como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador:
Prof. Drº. Fillipe Matos de Vasconcelos

CUIABÁ – MT
JUNHO, 2023

Dados Internacionais de Catalogação na Fonte.

F383a Ferreira Junior, Juliano Jose Gomes.

Análise de impacto de incremento de carga em redes de distribuição de energia elétrica [recurso eletrônico] / Juliano Jose Gomes Ferreira Junior. -- Dados eletrônicos (1 arquivo : 23 f., il. color., pdf). -- 2023.

Orientador: Fillipe Matos de Vasconcelos.

TCC (graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Mato Grosso, Faculdade de Arquitetura, Engenharia e Tecnologia, Cuiabá, 2023.

Modo de acesso: World Wide Web: <https://bdm.ufmt.br>.

Inclui bibliografia.

1. Distribuição de Energia Elétrica, Fluxo de potência, Incremento de carga
Recondutoramento, OpenDSS. I. Vasconcelos, Fillipe Matos de, *orientador*. II. Título.

Ficha catalográfica elaborada automaticamente de acordo com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Permitida a reprodução parcial ou total, desde que citada a fonte.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MATO GROSSO

DESPACHO

Processo nº 23108.037294/2023-27

Interessado: JULIANO JOSE GOMES FERREIRA JUNIOR

FOLHA DE APROVAÇÃO

TÍTULO DA MONOGRAFIA:

ANÁLISE DE IMPACTO DE INCREMENTO DE CARGA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

ALUNO: JULIANO JOSE GOMES FERREIRA JUNIOR

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Faculdade de Arquitetura, Engenharia e Tecnologia da Universidade Federal de Mato Grosso, como requisito para a obtenção de grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 05 de junho de 2023.

Nota: 9,00

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. Fillipe Matos de Vasconcelos - Orientador

Prof. Dr. Rogério Lúcio Lima - Examinador(a)

Prof. Dr. Jorge Luiz Brito de Faria - Examinador(a)



Documento assinado eletronicamente por **FILLIPE MATOS DE VASCONCELOS**, Docente da Universidade Federal de Mato Grosso, em 05/06/2023, às 18:14, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **JORGE LUIZ BRITO DE FARIA, Docente da Universidade Federal de Mato Grosso**, em 05/06/2023, às 18:14, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **ROGERIO LUCIO LIMA, Docente da Universidade Federal de Mato Grosso**, em 05/06/2023, às 18:14, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **JULIANO JOSE GOMES FERREIRA JUNIOR, Usuário Externo**, em 05/06/2023, às 18:21, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.ufmt.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **5808960** e o código CRC **F93A17CB**.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho, a todos aqueles que contribuíram de alguma forma com minha caminhada acadêmica, que esteve ao meu lado em meio aos meus altos e baixos. Em especial à minha família, minha mãe Silvana, meu pai Juliano, meu irmão Bruno e minha irmã Ana.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente à Deus, por toda força e sabedoria que me foi derramada para chegar até aqui e poder de alguma forma honra-lo, pois sozinho sei que não conseguiria. Agradeço a minha amada igreja PIB, e à minha família que sempre me apoiou e me deu suporte para concluir os meus estudos.

Gostaria de incluir, minha sincera gratidão à dois professores, que foram fundamentais para a conclusão do meu curso, a Prof. Dra.º Camila, que não mediu esforços em me ajudar e a escutar não só a mim, mas a todos meus colegas. E também ao meu orientador Prof. Drº Fillipe, por ter me salvado e auxiliado com meu TFC em meio a todas as suas outras demandas.

RESUMO

Ferreira, J.J.G.J de. **Análise de impacto de incremento de carga em redes de distribuição de energia elétrica**. 2023. 19f. Trabalho Final de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) Universidade Federal de Mato Grosso. Cuiabá, 2023.

Nas últimas décadas, devido ao crescente aumento da urbanização, do desenvolvimento tecnológico e industrial, e da eletrificação, a demanda por energia elétrica continua crescente. Com isso, uma análise do impacto do incremento de carga em redes de distribuição é imprescindível para fins de planejamento da expansão. Este trabalho, portanto, propõe avaliar os impactos do aumento de carga em redes de distribuição de energia elétrica por meio de sucessivas análises de fluxo de potência a fim de determinar as limitações e os riscos decorrentes de incrementos de carga (i.e., limites de níveis de tensão e de congestão de linhas). As soluções consideradas para garantir a integridade e a estabilidade do sistema incluem: recondutoramento, inserção de bancos de capacitores, inserção de reguladores de tensão e troca de transformadores. Um estudo de caso foi realizado em uma rede de distribuição de 11 barras, trifásica e desbalanceada. Nesta, simulações foram realizadas ao longo de 16 anos, com crescimento de carga 3,6% ao ano, em que linhas ficam congestionadas. Assim, portanto, a ação de recondutoramento foi realizada e identificou-se uma melhora nos perfis de tensão de 8,1%, um incremento na capacidade de condução de corrente de 35%, e uma operação segura por mais 8 anos.

Palavras-chave: Distribuição de Energia Elétrica. Fluxo de potência. Incremento de carga. Recondutoramento. OpenDSS.

ABSTRACT

Ferreira, J.J.G.J de. **Impact analysis of load increments in electricity distribution networks.** 2023. 19f. Final paper (graduation in electrical engineering) Federal University of Mato Grosso. Cuiabá, 2023.

In recent decades, due to increasing urbanization, technological and industrial development, and electrification, the demand for electricity continues to grow. Therefore, an analysis of the impact of increased load on distribution networks is essential for expansion planning purposes. This work, therefore, proposes to evaluate the impacts of increased load on electricity distribution networks through successive power flow analyzes in order to determine the limitations and risks arising from load increases (*i.e.*, limits of voltage levels). voltage and line congestion). Solutions considered to ensure the integrity and stability of the system include: reconducting, insertion of capacitor banks, insertion of voltage regulators and replacement of transformers. A case study was carried out in an 11-bus, three-phase and unbalanced distribution network. In this one, simulations were carried out over 16 years, with load growth of 3.6% per year, in which lines become congested. Therefore, the reconducting action was carried out and an improvement in the voltage profiles of 8.1% was identified, an increase in the current conduction capacity of 35%, and a safe operation for another 8 years.

Keywords: Electric Power Distribution. Power flow. Load growth. Reconducting. OpenDSS.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 1. TELA DE CARREGAMENTO DO OPENDSS	19
FIGURA 2. PERFIS DE CARGA DIÁRIO.....	19
FIGURA 3. DIAGRAMA UNIFILAR DA REDE EM ESTUDO	20
FIGURA 4. ESTRUTURA B4 DO POSTE ADOTADO, VISTA FRONTAL	20
FIGURA 5. ESTRUTURA B4 DO POSTE ADOTADO, VISTA SUPERIOR	20
FIGURA 6. PLANEJAMENTO ANUAL SEGUNDO ESTUDO DA ONS [9]	21
FIGURA 7. COMPARAÇÃO DAS PERDAS POR CENÁRIO.....	22

LISTA DE TABELAS

TABELA I	20
TABELA II.....	20
TABELA III.....	20
TABELA IV	20
TABELA V	21
TABELA VI	21
TABELA VII.....	22
TABELA VIII.....	22

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
DSS	Distribution System Simulator
PRODIST	Procedimento de Distribuição
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

SUMÁRIO

I. INTRODUÇÃO.....	14
II. FLUXO DE POTÊNCIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO	15
A. EQUAÇÕES DE FLUXO DE POTÊNCIA ATIVA E REATIVA	15
B. EQUAÇÃO DE PERDA DE POTÊNCIA ATIVA NO RAMO	16
C. DETERMINAÇÃO DAS IMPEDÂNCIAS EM SÉRIE	16
D. DETERMINAÇÃO DAS IMPEDÂNCIAS SHUNTS	16
E. DETERMINAÇÃO DA MATRIZ ADMITÂNCIA NODAL.....	17
F. MÉTODO DA VARREDURA	17
III. METODOLOGIA.....	17
A. CONSIDERAÇÕES INICIAIS	17
B. MÉTODO DA VARREDURA APLICADO EM UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO TRIFÁSICA E DESBALANCEADA	18
C. ALGORITMO	18
D. UTILIZAÇÃO DE FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS EXISTENTES: OPENDSS	19
IV. RESULTADOS	19
A. PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO	21
B. PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO	21
V. CONCLUSÕES	22

ANÁLISE DE IMPACTO DE INCREMENTO DE CARGA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Juliano José Gomes Ferreira Junior
Departamento de Engenharia Elétrica
Faculdade de Arquitetura, Engenharia e Tecnologia,
Universidade Federal de Mato Grosso
Cuiabá, 78060-900 MT - Brasil
julianoferreira37@gmail.com

Fillipe Matos de Vasconcelos
Departamento de Engenharia Elétrica
Faculdade de Arquitetura, Engenharia e Tecnologia
Universidade Federal de Mato Grosso
Cuiabá, 78060-900 MT - Brasil
Email: fillipe.vasconcelos@ufmt.br

Resumo – Nas últimas décadas, devido ao crescente aumento da urbanização, do desenvolvimento tecnológico e industrial, e da eletrificação, a demanda por energia elétrica continua crescente. Com isso, uma análise do impacto do incremento de carga em redes de distribuição é imprescindível para fins de planejamento da expansão. Este trabalho, portanto, propõe avaliar os impactos do aumento de carga em redes de distribuição de energia elétrica por meio de sucessivas análises de fluxo de potência a fim de determinar as limitações e os riscos decorrentes de incrementos de carga (*i.e.*, limites de níveis de tensão e de congestão de linhas). As soluções consideradas para garantir a integridade e a estabilidade do sistema incluem: recondutoramento, inserção de bancos de capacitores, inserção de reguladores de tensão e troca de transformadores. Um estudo de caso foi realizado em uma rede de distribuição de 11 barras, trifásica e desbalanceada. Nesta, simulações foram realizadas ao longo de 16 anos, com crescimento de carga 3,6% ao ano, em que linhas ficam congestionadas. Assim, portanto, a ação de recondutoramento foi realizada e identificou-se uma melhora nos perfis de tensão de 8,1%, um incremento na capacidade de condução de corrente de 35%, e uma operação segura por mais 8 anos.

Palavras-Chave – Distribuição de Energia Elétrica. Fluxo de potência. Incremento de carga. Recondutoramento. OpenDSS.

IMPACT ANALYSIS OF LOAD INCREMENTS IN ELECTRICITY DISTRIBUTION NETWORKS

Abstract - In recent decades, due to increasing urbanization, technological and industrial development, and electrification, the demand for electricity continues to grow. Therefore, an analysis of the impact of increased load on distribution networks is essential for expansion planning purposes. This work, therefore, proposes to evaluate the impacts of increased load on electricity distribution networks through successive power flow analyzes in order to determine the limitations and risks arising from load increases (*i.e.*, limits of voltage levels, voltage and line congestion). Solutions considered to ensure the integrity and stability of the system include:

reconducting, insertion of capacitor banks, insertion of voltage regulators and replacement of transformers. A case study was carried out in an 11-bus, three-phase and unbalanced distribution network. In this one, simulations were carried out over 16 years, with load growth of 3.6% per year, in which lines become congested. Therefore, the reconducting action was carried out and an improvement in the voltage profiles of 8.1% was identified, an increase in the current conduction capacity of 35%, and a safe operation for another 8 years.

Keywords - Electric Power Distribution. Power flow. Load growth. Reconducting. OpenDSS.

I. INTRODUÇÃO

No Brasil, devido ao crescente aumento da urbanização, do desenvolvimento tecnológico e industrial, e da eletrificação, a demanda por energia elétrica cresceu cerca de 4% a.a. no período de 2011 a 2019[1], e com previsão de crescimento de 3,6% a.a., no período de 2021 a 2025[2]. O crescimento da demanda de energia elétrica está intimamente ligado ao crescimento econômico de um país. O Brasil, por exemplo, passou por um processo de industrialização e urbanização significativo nas últimas décadas, culminando em um aumento na demanda por energia elétrica. Além disso, com o aumento da urbanização e do poder aquisitivo da população, um crescimento no consumo de energia elétrica nos setores residenciais também ocorreu. A expansão da classe média e a aquisição de eletrodomésticos e eletrônicos contribuíram para esse aumento. Na indústria, o crescimento do setor produtivo como indústrias automotivas, siderúrgicas, petroquímicas e de alimentos também contribuem para o crescente aumento de demanda. E, no setor rural, houve um esforço muito grande nas últimas décadas para levar energia elétrica para áreas rurais e comunidades isoladas, visando à inclusão social e ao desenvolvimento. Isso também contribui para o aumento geral da demanda. Por fim, não menos importante, destacam-se as políticas de incentivo ao consumo de energia elétrica, como programas de eletrificação rural, subsídios para aquisição de eletrodomésticos eficientes e tarifas subsidiadas para determinados setores, que também impulsionam o crescimento da demanda [3].

Quando há um incremento de carga em uma rede elétrica, alguns problemas podem surgir, tais como: (i) sobrecarga de equipamentos e/ou em alimentadores de distribuição, que

podem ocasionar falhas/paradas do(s) mesmo(s) ou até explosões, incêndios, etc.; (ii) queda de tensão, ao passo que níveis de tensão devem respeitar limites admissíveis em norma [4], de modo que, o não cumprimento pode afetar o adequado funcionamento de equipamentos elétricos; (iii) aumento de perdas por efeito Joule e consequente aumento de custo operacional, já que estas podem prejudicar a eficiência energética do sistema como um todo; (iv) e a necessidade de investimentos em expansão da rede para mitigar os efeitos adversos e assegurar adequado fornecimento da energia elétrica (i.e., com confiabilidade, segurança e de maneira ininterrupta [4]). Em todos os casos, a maneira tradicional de contornar tais desafios é por meio de investimentos em novos equipamentos e na expansão da rede[5].

Nesse cenário, portanto, a análise de incremento de carga é fundamental para o planejamento e operação de redes elétricas de distribuição de energia com a finalidade de cumprir requisitos de qualidade do produto, que incluem magnitudes de tensão dentro de limites; e confiabilidade do fornecimento de energia elétrica, que incluem fluxos de correntes que cumprem as máximas capacidades de condução de energia de alimentadores [4]. Assim, torna-se possível evitar falhas no sistema elétrico, reduzir perdas de energia e atender à crescente demanda por energia elétrica.

O problema decorrente de incremento de carga é solucionado por meio de estudos de planejamento da expansão, que incluem a adição de condutores, capacitores, reguladores de tensão, etc.; ou estudos de planejamento da operação, que incluem controles de elementos controláveis que existam na rede, tais como: status *on/off* de bancos de capacitores chaveados, posição de taps de transformadores com comutação de tap sob carga, status *on/off* de chaves seccionadoras para reconfiguração topológica, etc.[6]. Atualmente, na literatura científica esse problema é massivamente investigado, dada a sua importância, e é possível identificar abordagens que incluem métodos nas mais diversas variedades, tais como: (i) métodos analíticos[7], [8]; (ii) programação numérica [9], [10]; (iii) métodos heurísticos [10]; (iv) métodos meta-heurísticos [11], [12]; (v) metodologias híbridas[10], [13]. Para todo caso, o problema é formulado matematicamente com o intuito de observar a redução de custos de investimento e de operação ao passo que, simultaneamente, adiem-se tais investimentos. Todos os requisitos operacionais, de segurança e normativos devem ser cumpridos[4]. A complexidade dos sistemas de distribuição é o principal desafio. Várias restrições devem ser atendidas, incluindo balanço de energia, perfis de tensão, capacidade de ramos, e outras [14]. Portanto, pesquisadores dividiram os problemas de planejamento em subpartes e propuseram várias soluções para resolver problemas específicos. Em qualquer caso, para obter uma solução realista, é de interesse equilibrar simplicidade no processo e eficácia [15].

Este trabalho, portanto, visando simplicidade no processo e eficácia, propõe avaliar os impactos do aumento de carga em redes de distribuição de energia elétrica por meio de sucessivas análises de fluxo de potência a fim de determinar as limitações e os riscos decorrentes de incrementos de carga (i.e., limites de níveis de tensão e de congestão de linhas). As soluções consideradas para garantir a integridade e a estabilidade do sistema incluem: recondutoramento, inserção

de bancos de capacitores, inserção de reguladores de tensão e troca de transformadores. Um estudo de caso foi realizado em uma rede de distribuição de 11 barras, trifásica e desbalanceada. As simulações foram feitas considerando-se um aumento anual de carga de 3,6% que resultou um período de duas décadas para se perceber problemas na rede. Durante esse período, observou-se uma crescente congestão nas linhas de transmissão, consequentemente, tomou-se a decisão de realizar uma ação de recondutoramento, que refletiu em melhorias significativas nos perfis de tensão, com um notável aumento de 8,1%. Além disso, a capacidade de condução de corrente também experimentou um incremento considerável, sendo de 35%. Como resultado dessas intervenções, foi assegurada uma operação segura por um período adicional de 8 anos.

II. FLUXO DE POTÊNCIA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Uma das ferramentas mais importantes para análise de incremento de carga é o fluxo de potência. O estudo de fluxo de potência é de extrema importância para o gerenciamento de redes elétricas. Esse estudo permite calcular as correntes, tensões e potências em cada elemento da rede e também como elas estão distribuídas ao longo do sistema [16]. O estudo de fluxo de potência permite avaliar a capacidade da rede elétrica em suportar o aumento de carga e identificar os pontos críticos que podem ser afetados. Assim, torna-se possível tomar medidas preventivas para evitar problemas de sobrecarga, queda de tensão, aumento de perdas e a necessidade de investimentos em expansão da rede [6].

O cálculo de fluxo de potência, é basicamente uma técnica utilizada para determinar o fluxo de energia em um sistema de energia elétrica, ele é uma importante ferramenta para garantir segurança e confiabilidade do sistema, ajudando a identificar gargalos e pontos críticos, permitindo que sejam tomadas medidas preventivas para evitar falhas e interrupções no fornecimento de energia [4].

A sua aplicação, é principalmente para analisar e projetar novos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica, assim como para determinar a capacidade de um sistema para atender à demanda de energia.

O cálculo consiste na determinação do estado (tensões e ângulos), da distribuição dos fluxos de potência ativa e reativa que fluem pelos elementos entre barras (linhas, transformadores) e de algumas outras possíveis grandezas de interesse. As equações básicas, consideram o sistema em regime permanente senoidal, para que possa ser desconsiderado os efeitos transitórios.

A. Equações de fluxo de potência ativa e reativa

A preservação da energia ativa e reativa em um sistema elétrico de potência é crucial para assegurar sua estabilidade e segurança operacional [4]. As equações usadas para descrever esse processo são fundamentais para manter o sistema em funcionamento de maneira confiável e segura.

As equações (1) e (2) são as equações que definem os fluxos de potência ativa e reativa, respectivamente nos ramos de um sistema elétrico. Elas podem ser expressadas da seguinte forma:

$$P_{k(t)} - \sum_{m \in \Omega_k} P_{km(t)} (V_{k(t)}, V_{m(t)}, \theta_{k(t)}, \theta_{m(t)}, a_{km(t)}) = 0, \quad \forall k \in \mathcal{C} \quad \forall t \in T_{(t)} \quad (1)$$

$$Q_{k(t)} + Q_{k(t)}^{sh}(V_{k(t)}, b_{k(t)}^{sh}) - \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km(t)} (V_{k(t)}, V_{m(t)}, \theta_{k(t)}, \theta_{m(t)}, a_{km(t)}) = 0, \quad \forall k \in \mathcal{C} \quad \forall t \in T_{(t)} \quad (2)$$

Onde:

$\mathcal{C}$	É o conjunto dos nós de carga;
(t)	é o subíndice do tempo;
T	Período, sendo este $T = [0, 23]$
$P_{km(t)}$	Fluxo de potência ativa no ramo k-m;
$Q_{km(t)}$	Fluxo de potência reativa no ramo k-m;
$P_{k(t)}$	Injeções de potência ativa;
$Q_{k(t)}$	Injeções de potência reativa;
$Q_{k(t)}^{sh}(V_{k(t)}, b_{k(t)}^{sh})$	Injeção de potência reativa nodal no elemento shunt;
$a_{km(t)}$	Posição do tap do transformador no ramo k-m.

B. Equação de perda de potência ativa no ramo

A equação de perda de potência ativa (3), calcula as perdas de potência ativa no ramo $k - m$ para cada $t \in T_{(t)}$:

$$P_{km(t)}^{perda} = g_{km(t)} \left[\frac{1}{a_{km(t)}^2} V_{k(t)}^2 + V_{m(t)}^2 - 2 \frac{1}{a_{km(t)}} V_{k(t)} V_{m(t)} \cos \theta_{km(t)} \right] \quad (3)$$

Onde:

$g_{km(t)}$	Condutância da linha de distribuição no ramo k-m;
-------------	---

C. Determinação das impedâncias em série

A determinação das impedâncias séries é um processo importante na análise e projeto de circuitos elétricos, pois permite calcular a resistência total de um circuito composto por vários elementos em série. Em outras palavras, os elementos elétricos como resistores, capacitores e indutores são conectados em série e, ao calcularmos a impedância de cada um deles, podemos somar todas as impedâncias para obter a impedância total do circuito.

A matriz de impedância descreve as relações entre as tensões e correntes em um sistema elétrico, levando em conta as impedâncias dos componentes individuais. É importante lembrar que a impedância pode variar com a frequência do sinal elétrico aplicado e é necessário garantir que as

impedâncias calculadas não comprometam a segurança ou eficiência do circuito elétrico.

A determinação das impedâncias série são realizadas por meio da determinação da matriz de impedância primitiva, de tamanho número de fases somado ao número de neutros, cujos elementos da matriz são determinados pelas Eqs. (4)-(5). Posteriormente, por meio do processo de redução de Kron, é determinada a matriz de impedância de fase distribuída na Eq. (6). A matriz de impedância de fase para um dado comprimento de fase L é mostrada na Eq. (7).

$$\hat{z}_{ij} = 0.0953 + j0.12134 \cdot \left[\ln \left(\frac{1}{D_{ij}} \right) + 7.93402 \right] \quad (4)$$

$$\hat{z}_{ii} = r_i + 0.0953 + j0.12134 \cdot \left[\ln \left(\frac{1}{D_{ij}} \right) + 7.93402 \right] \quad (5)$$

$$[z_{abc}] = (\hat{z}_{ij} - \hat{z}_{in} \cdot \hat{z}_{nn}^{-1} \cdot \hat{z}_{nj}) \quad (6)$$

$$[Z_{abc}] = [z_{abc}] \times L \quad (7)$$

Onde:

$\hat{z}_{ii}$	impedância própria do condutor i, em Ω/milha , sendo fases $i = \{a, b, c\}$;
$\hat{z}_{ij}$	impedância mútua entre os condutores i e j, em Ω/milha , sendo fases $i, j = \{a, b, c\}$;
r_i	resistência do condutor i, em Ω/milha ;
D_{ii}	distância raio médio geométrico do condutor em pés;
D_{ij}	distância entre os condutores i e j em pés;
z_{abc}	Matriz como impedância de fase distribuída;
Z_{abc}	Matriz de impedância de fase;

D. Determinação das impedâncias shunts

A determinação das impedâncias shunt é importante para o projeto e análise de sistemas elétricos, pois permite calcular a impedância total de um circuito elétrico composto por vários elementos em paralelo. A impedância shunt é a impedância equivalente dos elementos do circuito elétrico conectados em paralelo [17]. Para isso é necessário identificar todos os elementos do circuito elétrico que estão conectados em paralelo. Esses elementos podem ser resistores, indutores, capacitores ou combinações desses componentes.

A determinação das admitâncias shunt são realizadas por meio da determinação da matriz de potencial primitiva, de tamanho número de fase nas linhas e o mesmo número de fase nas colunas, cujos elementos da matriz são determinados pelas Eqs. (8)-(9). Posteriormente, por meio do processo de redução de Kron, é determinada a matriz de potencial na Eq. (10). A matriz de admitância shunt é então demonstrada na Eq. (11) e a matriz de capacitância shunt, é utilizada para modelar a interação eletromagnética entre os componentes de um sistema elétrico, sendo aplicada considerando as capacitâncias mútuas e próprias entre os condutores, que é mostrada na Eq. (12).

$$\hat{p}_{ii} = 11,17689 \cdot \ln\left(\frac{S_{ii}}{R_i}\right) \quad (8)$$

$$\hat{p}_{ij} = 11,17689 \cdot \ln\left(\frac{S_{ij}}{D_{ij}}\right) \quad (9)$$

$$[P_{abc}] = (\hat{p}_{ij} - \hat{p}_{in} \cdot \hat{p}_{nn}^{-1} \cdot \hat{p}_{nj}) \quad (10)$$

$$[Y_{abc}] = (\hat{p}_{ij} - \hat{p}_{in} \cdot \hat{p}_{nn}^{-1} \cdot \hat{p}_{nj}) j\omega C \quad (11)$$

$$[C] = [P_{abc}]^{-1} \quad (12)$$

Onde:

$\hat{p}_{ii}$ coeficientes de potencial própria, em milha/ μF ;

$\hat{p}_{ij}$ coeficiente de potencial mútua, em milha/ μF ;

S_{ii} distância do condutor i e sua imagem i';

S_{ij} distância do condutor i e sua imagem j';

Y_{abc} matriz de admitância shunt;

$[C]$ matriz de capacitância shunt;

$[P_{abc}]$ matriz de potencial.

E. Determinação da matriz admitância nodal

A matriz admitância nodal é uma ferramenta importante no cálculo de fluxo de potência em sistemas elétricos de potência. Essa matriz é usada para relacionar as tensões nodais e correntes nodais em um sistema elétrico de potência.

A determinação da matriz admitância nodal envolve a obtenção das impedâncias entre cada par de nós no sistema elétrico de potência. A partir dessas impedâncias, é possível calcular os elementos da matriz admitância nodal. A matriz admitância nodal é uma matriz quadrada com dimensão igual ao número de nós do sistema elétrico de potência.

Para determinar a matriz admitância nodal, é necessário identificar todos os elementos do sistema elétrico de potência, incluindo geradores, cargas, transformadores, linhas de transmissão, etc. Obter as impedâncias entre cada par de nós, levando em consideração a topologia do sistema elétrico de potência e as características dos elementos que o compõem e usar as impedâncias obtidas para calcular os elementos da matriz admitância nodal [16].

A fórmula geral (13) para a determinação dos elementos da matriz de admitância nodal é:

$$Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (13)$$

Onde:

Y_{ij} elemento da matriz de admitância nodal que relaciona o nó i com o nó j;

G_{ii} parte real (condutância) da impedância entre os nós i e j;

B_{ij} parte imaginária (susceptância) da impedância entre os nós i e j;

j unidade imaginária ($\sqrt{-1}$).

Os elementos da Eq. (13) da matriz de admitância nodal podem ser calculados a partir das seguintes fórmulas:

$$G_{ij} = \frac{-\text{Re}(Z_{ij})}{|Z_{ij}|^2} \quad (14)$$

$$B_{ij} = \frac{-\text{Im}(Z_{ij})}{|Z_{ij}|^2} \quad (15)$$

Onde:

Z_{ij} impedância entre os nós i e j, que relaciona o nó i com o nó j;

$\text{Re}_{Z_{ij}}$ parte real da impedância entre os nós i e j;

$\text{Im}_{Z_{ij}}$ parte imaginária da impedância entre os nós i e j;

$|Z_{ij}|^2$ módulo ao quadrado da impedância entre os nós i e j.

As fórmulas apresentadas permitem determinar os elementos da matriz de admitância nodal com base nas impedâncias entre os nós do sistema elétrico. A matriz de admitância nodal é usada em métodos de fluxo de potência, como o método da varredura, para calcular as tensões e correntes nodais do sistema elétrico.

F. Método da varredura

O método da varredura, também conhecido como método do fluxo de carga nodal, é um dos métodos mais utilizados para o cálculo de fluxo de potência em sistemas elétricos de potência. Ele é usado para determinar as tensões e correntes em cada nó do sistema, considerando as cargas e as características dos elementos que o compõem [16].

Desta forma, esse método envolve a resolução de um sistema de equações não-lineares que relacionam as tensões e as correntes nodais do sistema. O método é baseado na aplicação da lei de Kirchhoff das correntes e das tensões, bem como na equação de potência ativa e reativa em cada nó do sistema.

O método começa com a suposição de que as tensões em todos os nós do sistema são conhecidas, normalmente assumindo-se a tensão da barra slack como referência. A partir dessa suposição, é possível calcular as correntes que fluem em cada elemento do sistema. Em seguida, as correntes são usadas para recalculas as tensões nodais, levando em consideração as características dos elementos e cargas do sistema.

Esse processo é repetido várias vezes até que as tensões converjam para um valor estável. Quando isso ocorre, as correntes e as potências em cada elemento do sistema podem ser calculadas com precisão.

III. METODOLOGIA

A. Considerações iniciais

Este trabalho tem como objetivo o de analisar o incremento de carga em uma rede de distribuição e identificar quais são os impactos consequente desse aumento e tomar as medidas necessárias para manter o equilíbrio do sistema elétrico. O aumento da demanda por energia elétrica pode levar à sobrecarga dos equipamentos, queda de tensão, aumento de perdas e a necessidade de expansão da rede elétrica [6]. As soluções para estas questões podem incluir o ajuste das configurações dos equipamentos, a utilização de

dispositivos de controle de tensão, a instalação de novos transformadores e a expansão da rede elétrica.

Neste estudo, será feito uma análise de uma rede distribuição de energia elétrica, que está atendendo algumas cargas com fatores típicos de carga diária, sendo elas residenciais, comerciais ou industriais.

A princípio, será simulado, o fluxo de carga através do método da varredura que será apresentado no item B dessa sessão. A partir disso, com todos os valores de tensão e corrente determinados, assim como o fluxo de potência, através do software OpenDSS que será explicado o seu funcionamento e suas funcionalidades no item D dessa Sessão será feito então uma comparação após alguns anos de incremento de carga. O aumento de carga terá um índice do estudo da ONS [2], em média de 3,6% ao ano.

Quando o sistema estiver sobrecarregado por conta do incremento de carga, será feito uma análise e uma simulação com uma possível melhoria ou atualização da rede, afim de que a mesma possa manter seu pleno funcionamento, dentro dos valores que o PRODIST [4] indica para um bom funcionamento e confiabilidade do sistema.

B. Método da varredura aplicado em uma rede de distribuição trifásica e desbalanceada

O método da varredura pode ser aplicado em uma rede de distribuição trifásica e desbalanceada para calcular o fluxo de potência e determinar as tensões e correntes em cada nó do sistema. Para isso, é necessário levar em consideração as características dos elementos e cargas do sistema, como impedâncias, reatâncias e potências [18].

Em uma rede de distribuição desbalanceada, é importante levar em conta as diferenças entre as fases e considerar a sequência de fases correta, a fim de garantir que as equações do sistema estejam corretamente balanceadas. Isso pode ser feito através do uso de matrizes de impedância e de sequência de fases.

O método da varredura é iterativo, ou seja, começa com uma suposição inicial das tensões nodais e, em seguida, é repetido várias vezes até que as tensões converjam para um valor estável. Durante cada iteração, são calculadas as correntes em cada elemento do sistema, levando em conta as características do elemento e as tensões nodais.

Em uma rede de distribuição trifásica e desbalanceada, as equações para calcular as correntes e as potências em cada elemento do sistema podem ser mais complexas do que em um sistema equilibrado. No entanto, o método da varredura pode ser adaptado para lidar com essas complexidades e fornecer resultados precisos para o fluxo de potência em uma rede de distribuição desbalanceada.

O método, se divide em dois passos basicamente, forward sweep e backward sweep. Os cálculos da etapa backward é onde são calculadas as correntes ou fluxo de potência com as possíveis atualizações nas tensões e no forward realiza os cálculos das quedas de tensão com as atualizações das correntes ou fluxo de potência [16].

- Cálculo da corrente de carga

A equação (13) descreve a equação para o cálculo da corrente de carga, essa é uma etapa importante em projetos e análises de sistemas elétricos. A corrente de carga se refere à corrente elétrica necessária para alimentar ou operar um dispositivo, equipamento ou componente específico em um sistema:

$$I_k = \left(\frac{S_k}{V_k} \right)^* \quad (16)$$

- Fórmulas utilizadas na etapa Forward sweep

A etapa forward sweep consiste em percorrer o circuito a partir dos nós de referência (geralmente o nó de referência é tomado como o terra ou ponto de referência com tensão zero) em direção aos outros nós. Durante esse percurso, são aplicadas as fórmulas, (17) a (22), do método nodal para calcular as tensões desconhecidas em cada nó, com base nas correntes conhecidas ou nas tensões conhecidas dos elementos conectados ao nó:

$$[VLN_{ABC}]_m = [A] \times [VLN_{abc}]_m - [B] \times [I_{abc}]_n \quad (17)$$

Onde:

$$[a] = [U] + \frac{1}{2} [Z_{abc}] [Y_{abc}] \quad (18)$$

$$[U] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (19)$$

$$[b] = [Z_{abc}] \quad (20)$$

$$[A] = [a]^{-1} \quad (21)$$

$$[B] = [a]^{-1} \cdot [b] \quad (22)$$

- Fórmulas utilizadas na etapa Backward sweep

Após o forward sweep, temos as tensões calculadas para cada nó do circuito. Em seguida, inicia-se a etapa backward sweep, que percorre o circuito a partir dos nós finais em direção ao nó de referência. Durante esse percurso, são aplicadas as fórmulas do método nodal, (23) a (25) para calcular as correntes desconhecidas em cada ramo do circuito, com base nas tensões calculadas anteriormente

$$[I_{ABC}]_n = [c] \times [VLN_{abc}]_m + [d] \times [I_{abc}]_m \quad (23)$$

Onde:

$$[c] = [Y_{abc}] + \frac{1}{4} [Y_{abc}] \cdot [Z_{abc}] \cdot [Y_{abc}] \quad (24)$$

$$[d] = [U] + \frac{1}{2} [Y_{abc}] \cdot [Z_{abc}] \quad (25)$$

C. Algoritmo

O método da varredura é um algoritmo amplamente utilizado para análise de redes de distribuição de energia elétrica. Ele é usado para calcular as tensões e as correntes em cada nó e ramo do sistema. Estes são os principais passos para aplicar esse método:

Algoritmo Método da varredura (backward/forward sweep)

Passos Iniciais

- P1)** Definir a configuração da rede de distribuição (barras, transformadores, linhas, cargas, etc.).
- P2)** Inicializar as tensões e ângulos de fase de todas as barras do sistema. Isso pode ser feito assumindo uma tensão e ângulo de fase fixos em uma barra de referência (como a barra slack).
- P3)** Inicializar número de interações $\eta = 0$;
Iniciar com valor arbitrário inicial $\gamma^{(0)}$;
Definir tolerância de convergência ε .

Passos Iterativos

- PI1)** Criação de laço para os seguintes cálculos até atender as condições de convergência.
- PI2)** Calcular as injeções de potência nas barras com base nas tensões e ângulos de fase atuais.
- PI3)** Calcular as correntes de linha em todos os ramos com base nas injeções de potência.
- PI4)** Atualizar as tensões e ângulos de fase das barras com base nas correntes de linha calculadas.
- PI5)** Verificar se as mudanças nas tensões e ângulos de fase estão abaixo de um limite de convergência pré-definido. Caso atenda condição, sair do loop.
- PI6)** Calcular as perdas de potência ativa e reativa na rede de distribuição.
- PI7)** Calcular as tensões nodais e as correntes de linha finais com base nos valores convergidos das tensões e ângulos de fase.
- PI8)** Gerar os resultados da análise, como as tensões e correntes em cada nó e ramo, as perdas de potência e quaisquer outros parâmetros relevantes.

D. Utilização de ferramentas computacionais existentes: OpenDSS

O OpenDSS (Distribution System Simulator) é uma ferramenta computacional de código aberto desenvolvida pelo Electric Power Research Institute (EPRI) que desempenha um papel crucial na análise e simulação de sistemas elétricos de distribuição. Projetado para engenheiros eletricitistas e pesquisadores da área de energia elétrica, o OpenDSS é utilizado para modelar, simular e analisar redes elétricas de distribuição com precisão e detalhamento [19].

Essa ferramenta possibilita a criação de modelos detalhados de sistemas de distribuição de energia, incluindo componentes como transformadores, cabos, linhas de distribuição e reguladores de tensão. Com base nesses modelos, é possível realizar análises abrangentes para compreender o comportamento do sistema elétrico.



Figura 1. Tela de carregamento do OpenDSS

Uma das principais análises executadas com o OpenDSS é o fluxo de carga. Essa análise determina como a energia flui,

quais são as tensões presentes e quais são as perdas de potência em cada componente da rede elétrica. Esses resultados são valiosos para identificar áreas de sobrecarga, avaliar a estabilidade do sistema e otimizar a operação visando minimizar perdas.

Outra análise importante é o estudo de curto-circuito, que permite avaliar os efeitos dos curtos-circuitos e determinar as correntes resultantes em diferentes partes do sistema. Essa análise é essencial para garantir a coordenação e a seletividade dos dispositivos de proteção, como disjuntores e fusíveis.

O OpenDSS também possibilita análises de estabilidade, que auxiliam na avaliação da estabilidade do sistema durante eventos transitórios, como falhas e restauração de energia. Essa análise é fundamental para garantir o funcionamento confiável e seguro do sistema elétrico de distribuição.

Além disso, o OpenDSS oferece recursos para análises de qualidade de energia, que ajudam a identificar e solucionar problemas relacionados a flutuações de tensão, harmônicas e distorções presentes na energia fornecida aos consumidores.

Outras aplicações do OpenDSS incluem a integração e análise de sistemas de geração distribuída, como sistemas fotovoltaicos e sistemas de armazenamento de energia. Com essa ferramenta, é possível avaliar o impacto desses sistemas no sistema de distribuição existente e otimizar sua operação.

IV. RESULTADOS

O sistema a ser analisado é composto por 11 barras, os testes foram realizados de acordo as seguintes condições: $T = \{0, \dots, 23\}$ e passos de 1 hora, a primeira barra é uma SE, ou seja, a barra que fornece energia para o sistema e suas cargas, com tensão de referência de 13,8kV, sendo $V_S = 1.00 \text{ p.u.}$ com limites de magnitude de tensão $\underline{V}_k = 0.95 \text{ p.u.}$ e $\overline{V}_k = 1.05 \text{ p.u.}$ As cargas, estão distribuídas em quatro barras diferentes (barras 4, 7, 10 e 11). As barras 4, 7 e 10 possuem cargas atendidas em baixa tensão, 220/127V, ou seja, ambas possuem transformadores abaixadores conectados em delta/estrela aterrado, e a barra 11, é uma carga especial, atendida na própria tensão da linha, de 13,8kV, sem necessidade de um Trafo próprio. As cargas do sistema foram modeladas como potência constante, já que o intervalo de tempo tem seu valor definido de 1 hora, foi assumido também que todas as cargas possuem fator de potência constante, as curvas diárias de carga diárias típicas utilizadas nas simulações, estão sendo mostradas na Figura 2 e a Figura 3, o diagrama unifilar, que corresponde ao sistema simulado.

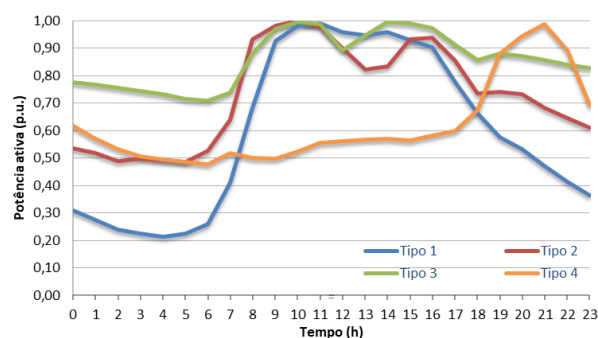


Figura 2. Perfis de carga diário

TABELA V
Simulação do sistema cenário II

Barra	Fase	Tensão (kV)	Corrente(A)
1	A	7,9674 $\angle$ 0°	24,522 $\angle$ -22,3°
	B	7,9674 $\angle$ -120°	24,443 $\angle$ -142,5°
	C	7,9674 $\angle$ 120°	24,399 $\angle$ °
2	A	7,8952 $\angle$ -0,1°	24,587 $\angle$ 157,4°
	B	7,9001 $\angle$ -120,1°	24,5 $\angle$ 37,2°
	C	7,9037 $\angle$ 120,1°	24,437 $\angle$ -82,6°
3	A	7,8929 $\angle$ -0,2°	0,88701 $\angle$ 154,9°
	B	7,898 $\angle$ -120,1°	0,88643 $\angle$ 31,7°
	C	7,9018 $\angle$ 119,8°	0,8431 $\angle$ -86,6°
4	A	0,127 $\angle$ -29,1°	53,83 $\angle$ -55°
	B	0,12035 $\angle$ -150,8°	56,504 $\angle$ -176,7°
	C	0,12707 $\angle$ 87,5°	53,796 $\angle$ -61,7°
5	A	7,8636 $\angle$ -0,2°	2,2701 $\angle$ -12,6°
	B	7,8708 $\angle$ -120,2°	2,2844 $\angle$ -134,8°
	C	7,8758 $\angle$ 119,8°	2,2086 $\angle$ 106,1°
6	A	7,8591 $\angle$ -0,2°	2,3164 $\angle$ 164,2°
	B	7,8665 $\angle$ -120,2°	2,3271 $\angle$ 41,6°
	C	7,8722 $\angle$ 119,7°	2,2302 $\angle$ -77,3°
7	A	0,12609 $\angle$ -30,6°	141,48 $\angle$ -45,9°
	B	0,1204 $\angle$ -151,7°	147,50 $\angle$ -167°
	C	0,12542 $\angle$ 86,8°	142,20 $\angle$ -71,4°
8	A	7,7898 $\angle$ -0,4°	21,655 $\angle$ 155,6°
	B	7,8024 $\angle$ -120,3°	21,529 $\angle$ 35,5°
	C	7,8106 $\angle$ 119,6°	21,53 $\angle$ -84,3°
9	A	7,7816 $\angle$ -0,4°	3,2235 $\angle$ 162,1°
	B	7,795 $\angle$ -120,4°	3,1169 $\angle$ 40,9°
	C	7,8041 $\angle$ 119,5°	3,1142 $\angle$ -76,8°
10	A	0,12098 $\angle$ -31,5°	199,93 $\angle$ -46,8°
	B	0,12039 $\angle$ -153,7°	200,05 $\angle$ -169,1°
	C	0,12535 $\angle$ -87,4°	193,07 $\angle$ 72°
11	A	7,7412 $\angle$ -0,4°	18,604 $\angle$ -26,3°
	B	7,7572 $\angle$ -120,4°	18,566 $\angle$ -146,3°
	C	7,7674 $\angle$ 119,5°	18,541 $\angle$ 93,6°

Através dos valores encontrados nas simulações, demonstrados na TABELA V, os valores de ampacidade, estão condizentes com os que o fabricante recomenda para esses condutores que é de 270A para as linhas com os cabos de bitola #2 e 340A para as linhas com cabos de bitola #4[16]. Além disso, a magnitude da tensão está dentro dos limites considerados adequados para o PRODIST, que é de 0,93pu < Vn < 1,05pu [4], não sendo necessário nenhuma ação de melhoria ou atualização como dos condutores ou transformadores neste cenário 1.

E também, extraindo dos resultados encontrados no OpenDSS, as perdas totais do sistema operando dentro das normalidades é de 2,26%, de uma potência total do sistema de 528,7kW, ou seja, as perdas resultam em 12kW.

A. Planejamento da operação

Anualmente, existe um aumento de carga por conta do desenvolvimento do país, alguns órgãos como a ONS, CCEE e EPE, promovem estudos onde é feito uma previsão desse crescimento e em um último estudo, foi dito que o Brasil entre o período de 2021 a 2025, terá um aumento de carga de 3,6%, em média, ao ano [16], como é possível observar no gráfico exposto da Figura 6.

Utilizando esse incremento de carga, através das simulações é possível buscar os resultados e prever quando o

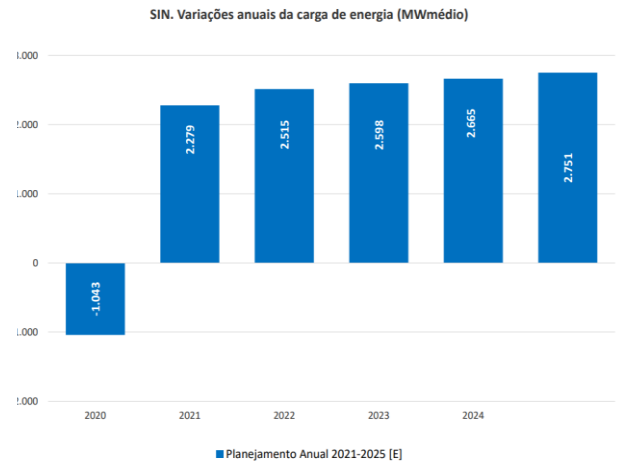


Figura 6. Planejamento anual segundo estudo da ONS [9]

sistema sofrerá perdas significativas e problemas que causariam prejuízo tanto para os consumidores como para as concessionárias. É tão importante quanto descobrir os pontos críticos e quando eles irão ocorrer, é de antemão se preparar para as tomadas de atitudes que visem soluções que protejam todos que dependem da rede de distribuição.

A partir de novas simulações, foram executados incrementos de carga com uma projeção de 16 anos, onde a carga teria um aumento de 3,6% ao ano, buscando encontrar um valor de corrente limite para a ampacidade dos cabos adotados.

TABELA VI
Simulação de carga da barra 10 após 16 anos

Fase	Tensão (kV)	Corrente(A)
A	0,111825 $\angle$ -34,7°	345,15 $\angle$ -50,1°
B	0,11821 $\angle$ -154,5°	345,02 $\angle$ -169,9°
C	0,11857 $\angle$ 85,4°	346,22 $\angle$ 70,1°

Da TABELA VI, têm-se que, na barra 10, a potência da carga por fase em questão é de 39,5kW e 10,8kVAR o nível de tensão é de 0,88pu, o que, segundo o PRODIST[4], configura-se como nível de tensão crítica. O valor da corrente que a carga estaria exigindo, por sua vez, é de aproximadamente 5A acima da recomendação do fabricante para o cabo #4, que pode levar a sobreaquecimento dos condutores, aumentando consideravelmente o risco de incêndio e danos graves na rede elétrica como por exemplo derreter o isolamento dos cabos podendo ocorrer o curto-circuito entre as fases.

Além disso, o transformador de 75kVA conectado com essa carga, apresenta uma sobrecarga 57%, por conta dos valores de potência por fase, resultando em uma carga de aproximadamente 118,5kVA. As perdas de potência ativa para este cenário de sobrecarga, tem valor de 4,18%, de uma potência total do sistema de 925kW, ou seja, perdas resultantes de 38,6kW.

B. Planejamento da expansão

A solução para o sistema, considerando que após 16 anos o mesmo estaria sobrecarregado com o incremento de cargas como foi visto no item B, consequente de um desenvolvimento natural de uma cidade/região, existem algumas formas de

fazer melhorias para que a rede possa suportar o aumento de potência, ou seja, de corrente que os cabos aguentarão devido o que os novos valores de carga demandariam e evitar quedas de tensão [4].

O recondutoramento na área da engenharia elétrica, se refere à substituição dos condutores de uma linha de transmissão ou distribuição por outros de maior capacidade de condução de energia elétrica. Deve se observar, que além dessa mudança, pode ser necessário também alterar as estruturas de suporte dos condutores, instalação de novos isoladores ou reforço das torres para suportar o peso dos novos condutores. Este estudo de caso levou em consideração apenas o recondutoramento das linhas, em que, será substituído todos os condutores existentes por um novo condutor de bitola 266,8mm², o mesmo foi escolhido através do critério de amapacidade, afim de aumentar a capacidade de condução de energia elétrica e reduzir as perdas dos sistemas, conforme tabelas a seguir:

TABELA VII

Dados dos cabos de recondutoramento [16]

Bitola	Diam (polegadas)	GMRac (pés)	Rdc (Ω/milha)	Ampacidade(A)
266,8mm ²	0,642	0,0217	0,385	460

Como a carga crítica, tinha sido a da barra 10, iremos analisar agora após o recondutoramento:

TABELA VIII

Simulação do sistema no cenário III

Barra	Fase	Tensão (kV)	Corrente(A)
1	A	7,9674∠0°	43,564∠-23,8°
	B	7,9674∠-120°	43,178∠-143,9°
	C	7,9674∠120°	43,178∠96,4°
2	A	7,8965∠-0,3°	43,636∠156,0°
	B	7,9057∠-120,3°	43,243∠35,9°
	C	7,9113∠119,7°	43,22∠-83,8°
3	A	7,8934∠-0,3°	1,5841∠153,6°
	B	7,9029∠-120,3°	1,5467∠31,0°
	C	7,909∠119,7°	1,5045∠-86,5°
4	A	0,12431∠-29,7°	96,862∠-124,4°
	B	0,12034∠-152,2°	99,444∠1,9°
	C	0,12729∠87,6°	94,452∠-118,2°
5	A	7,8656∠-0,4°	4,123∠-16,7°
	B	7,8788∠-120,4°	3,9715∠-138,0°
	C	7,8869∠119,5°	3,9752∠104,7°
6	A	7,8595∠-0,4°	4,178∠161,6°
	B	7,8735∠-120,4°	4,0216∠39,9°
	C	7,8825∠119,5°	3,9982∠-77,3°
7	A	0,12177∠-31,8°	257,89∠132,8°
	B	0,12029∠-154,5°	259,32∠10,1°
	C	0,12657∠76,4°	247,92∠-108,8°
8	A	7,7936∠-0,7°	32,658∠-26,5°
	B	7,8161∠-120,6°	21,529∠-146,4°
	C	7,8296∠119,2°	21,53∠93,4°
9	A	7,7829∠-0,7°	5,6473∠160,9°
	B	7,8069∠-120,7°	5,5185∠40,3°
	C	7,8216∠119,2°	5,53∠-78,2°
10	A	0,12037∠-32,9°	352,05∠131,7°
	B	0,12015∠-154,4°	351,33∠10,2°
	C	0,12382∠-86,4°	343,91∠-108,9°
11	A	7,746∠-0,8°	32,658∠-153,3°
	B	7,7747∠-120,8°	32,602∠-33,3°
	C	7,7915∠119,2°	32,532∠-86,8°

Após novas simulações com os novos condutores, na TABELA VIII enxerga-se uma melhora nos níveis de tensão, obedecendo agora os limites propostos de $0,92pu < V_n < 1,05pu$ [4], sendo V_n aproximadamente 0,947pu e para os valores de corrente, apresenta-se uma maior capacidade de condução de energia elétrica, aumento de mais de 35%.

Outro fator importante que demonstra uma melhora na operação do sistema, é a diminuição das perdas de potência ativa, sendo agora de 1,85%, em que a potência total do sistema é de 925kW, e a resultante das perdas agora é de 17,2kW. A comparação das perdas de potência ativa pode ser vista no gráfico da Figura 7, sendo o cenário 1 antes da sobrecarga, o cenário 2 corresponde a 16 anos de incremento de carga e o cenário 3 após o recondutoramento das linhas.

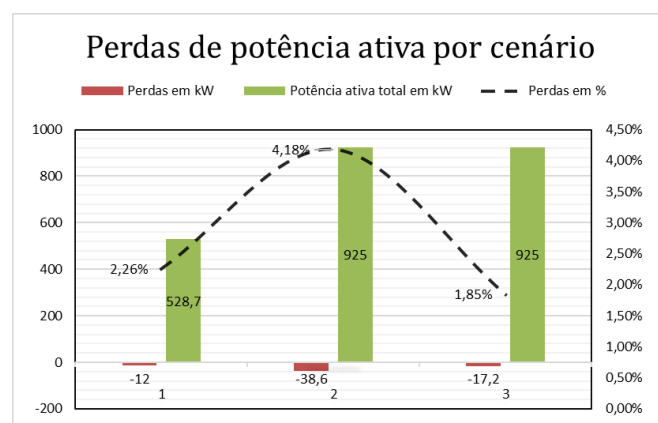


Figura 7. Comparação das perdas por cenário

A sobrecarga do transformador pode ser corrigida pela substituição por um de potência nominal maior, como dito que a potência demandada pela carga é de aproximadamente 118,5kVA, o valor comercial mais apropriado é o transformador de 150kVA[21].

V. CONCLUSÕES

Visto então, que os sistemas de rede de distribuição de energia elétrica, sofrem anualmente incremento de carga, devido ao desenvolvimento do país, com a expansão das cidades, indústrias e comércio, em outras palavras, pode-se dizer que a demanda por energia elétrica também é amplificado significativamente e que esse aumento pode ser prejudicial para as redes de distribuição de energia elétrica por conta dos fatores citados, como a sobrecarga dos transformadores, elevado valores de correntes não condizentes com as configurações da rede em questão e consequentemente das quedas dos níveis de tensão.

Neste artigo, foram apresentadas simulações de três cenários de uma rede de distribuição elétrica, onde o primeiro cenário é demonstrado através do fluxo de cargas os valores de níveis de tensão, corrente e carga adequados segundo o PRODIST. Para o segundo cenário, foram feitas simulações do incremento de carga por 16 anos, com aumento anual de 3,6%, atingindo valores críticos para os níveis de tensão, sobrecarga e de corrente nas linhas ultrapassando a amapacidade dos condutores. A partir disso, é feito no terceiro cenário o recondutoramento da rede através das simulações, e

demonstrado que a solução foi eficiente pois foi ampliada a capacidade de condução de energia elétrica dos condutores, e regularizou os níveis de tensão. Além disso, foram feitas propostas de soluções alternativas para regularizar a sobrecarga dos transformadores, e o congestionamento das linhas da rede de distribuição de energia elétrica.

E também, dentro dos três cenários analisados dessa mesma rede, foram simuladas e comparadas as perdas de potência ativa por conta das impedâncias das linhas, transformadores entre outros fatores citados anteriormente. Através das simulações foi possível afirmar que o recondutoramento reduziu de forma significativa as perdas do sistema quando o mesmo estava com sobrecarga, uma redução percentual de 4,18% para 1,85% de uma potência ativa total de 925kW.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] EPE (2019). “DESTAQUE SDO NOVO PLANO DECENELA DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2019 PDE 2019”. Acesso em 05/05/2023, em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-52/topico-89/Apresenta%C3%A7%C3%A3o%20do%20PDE%202019.pdf>
- [2] ONS (2020). “Previsão de Carga para o Planejamento Anual da Operação Energética ciclo 2021 (2021-2025)”. Acesso em 16 de maio de 2023, em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Apresenta%C3%A7%C3%A3o%20do%20da%20carga%20PLAN%202021-2025.pdf>.
- [3] RIBEIRO, F.S. A eletrificação rural ao alcance de todos. In. XXVI Congresso Brasileiro de Engenharia Agrícola (XXVI CONBEA). Campina Grande, julho de 1997.
- [4] ANEEL PRODIST. “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Módulo 8 Revisão 4 – Qualidade da Energia Elétrica”, pp 16-17, Brasília, 2012;
- [5] CGEE (2017) “Prospecção tecnológica no setor elétrico brasileiro”. Acesso em 20/05/2023 em: https://www.cgee.org.br/documents/10195/11009696/aneel_2017_5-8.pdf/f1a7475b-5817-4aef-b4b5-587f2137bd64?version=1.3
- [6] VAHIDINASAB, Vahid. “Overview of Electric Energy Distribution Networks Expansion Planning”, IEEE Access, 12/02/2020.
- [7] P. Ngatchou, Z. Anahita, and M. A. El-Sharkawi, “Pareto multi objective optimization,” in Proc. 13th Int. Conf. Intell. Syst. Appl. Power Syst., 2005, pp. 84_91.
- [8] G. Schweickardt and V. Miranda, “A two-stage planning and control model toward Economically Adapted Power Distribution Systems using analytical hierarchy processes and fuzzy optimization,” Int. J. Electr. Power Energy Syst., vol. 31, no. 6, pp. 277_284, Jul. 2009.
- [9] M. Asensio, P. Meneses De Quevedo, G. Munoz-Delgado, and J. Contreras, “Joint distribution network and renewable energy expansion planning considering demand response and energy storage Part II: Numerical results,” IEEE Trans. Smart Grid, vol. 9, no. 2, pp. 667_675, Mar. 2018.
- [10] D. Karaboga, “An idea based on honey bee swarm for numerical optimization technical report,” Dept. Comput. Eng., Erciyes Univ., Kayseri, Turkey, Tech. Rep. TR06, 2005. S. M. Mazhari, H. Monsef, and R. Romero, “A hybrid heuristic and evolutionary algorithm for distribution substation planning,” IEEE Syst. J., vol. 9, no. 4, pp. 1396_1408, Dec. 2015.
- [11] R. Shi, C. Cui, K. Su, and Z. Zain, “Comparison study of two metaheuristic algorithms with their applications to distributed generation planning,” Energy Procedia, vol. 12, pp. 245_252, 2011.
- [12] F. Jolai, J. Razmi, and N. K. M. Rostami, “A fuzzy goal programming and meta heuristic algorithms for solving integrated production: Distribution planning problem,” Central Eur. J. Oper. Res., vol. 19, no. 4, pp. 547_569, Dec. 2011.
- [13] W. Jiang, L. Tang, and S. Xue, “A hybrid algorithm of tabu search and benders decomposition for multi-product production distribution network design,” in Proc. IEEE Int. Conf. Autom. Logistics, Aug. 2009, pp. 79_84.
- [14] VASCONCELOS, F. M. de “Geração, transmissão e distribuição de energia elétrica”, Londrina: Editora e Distribuidora Educacional S.A., 2017.
- [15] M. Farrag, “A new model for distribution system planning,” Int. J. Electr. Power Energy Syst., vol. 21, no. 7, pp. 523_531, Oct. 1999.
- [16] KERSTING, W. H. N. “Distribution System Modeling and Analysis. Boca Raton”: CRC Press, 2002;
- [17] VASCONCELOS, F. M. *Estudo de reativos em sistemas de distribuição de energia elétrica*. Dissertação (Mestrado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2012;
- [18] H. Rudnick and M. Munoz, “Influence of modeling in load flow analysis of three phase distribution systems,” in Proc. of the 1990 IEEE Colloquium in South America, Argentina, Brazil, Chile, 1990, pp. 173- 176;
- [19] P. Quesada, A. Arguello, J. Quiros-Tortos, G. Valverde, “Distribution network model builder for OpenDSS in open-source GIS software”, in 2016 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exposition Latin America (PES T&D-LA), pp. 1–6, IEEE, 2016;
- [20] CEMAT (2013). “NTE-026 MONTAGEM DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO AÉREA, TRIFÁSICA, URBANA COM CONDUTORES NUS ETENSÃO NOMINAL DE 34,5 kV”. Acesso em 10 de maio de 2023;
- [21] A. Garces, “A Linear Three-Phase Load Flow for Power Distribution Systems,” in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 31, no. 1, pp. 827-828, Jan. 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2394296;