



Diagnóstico e Correção da BDGD Ordinária para Execução de Fluxo de Carga em um Alimentador da Neoenergia Pernambuco

Tema: Redes de Distribuição

Autores: Felipe SILVA

Co-Autores: Rafael BARROS

Empresa: IFPE

Resumo

O presente estudo consiste na realização de um diagnóstico e posterior correção na Base de Dados Geográfica da Distribuição (BDGD) ordinária da Neoenergia Pernambuco disponibilizada no portal de dados abertos da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) com objetivo de executar uma simulação de fluxo de carga na rede. A análise foi realizada por meio de rotinas em python e via simulações, verificando possíveis problemas que poderiam existir. A partir da análise, identificou-se vários problemas nas informações da BDGD que impediam a correta realização do fluxo de carga, tais como elementos isolados, tap errado de transformadores, curva de carga errada e má distribuição de fases. Na sequência foram implementadas rotinas em linguagem Python para correção dos dados elétricos, e como resultado foi possível executar uma simulação de fluxo de carga na rede por meio do software OpenDSS. Os resultados da simulação mostram que corrigir dados incorretos na BDGD melhora significativamente o fluxo de potência da rede, deixando-a apta para possíveis análises. Dessa forma, os resultados apresentados no trabalho podem ser utilizados por concessionárias de distribuição de energia para identificar e corrigir erros típicos em suas BDGSs, contribuindo para melhoria da qualidade das informações regulatórias da distribuição, realização de estudos elétricos mais precisos, dentre outros benefícios.

1. Introdução

A distribuição de energia elétrica é a etapa do sistema elétrico responsável por transportar a energia das redes de transmissão até os consumidores finais, como residências, comércios, indústrias e áreas rurais [1]. Esse setor é essencial para garantir a estabilidade e confiabilidade do fornecimento. Ao longo do tempo, a rede passa por mudanças, como a inclusão de novos consumidores e o aumento da geração distribuída. No Brasil, em junho de 2024, a capacidade instalada de geração distribuída atingiu 30 gigawatts (GW), representando mais de 10% da produção total de energia elétrica do país [2]. Com isso novas tecnologias e modelos operacionais criativos têm sido adotados como resultado da busca por formas de melhorar a distribuição de energia. Neste sentido, um instrumento crítico para o estudo espacial e administração de redes elétricas é a Base de Dados Geográfica (BDGD).

A BDGD é um modelo geográfico estabelecido com o objetivo de representar de forma simplificada o sistema elétrico real da distribuidora, visando refletir tanto a situação real dos ativos quanto as informações técnicas e comerciais de interesse [3]. Ela estrutura informações relacionadas à rede elétrica, usuários

e equipamentos, permitindo a análise do desempenho das distribuidoras e a identificação de melhorias necessárias. Além disso, garante o cumprimento das normas e regulamentos pelas distribuidoras e facilita a supervisão e regulação do setor elétrico pela ANEEL [4]. Conforme o módulo 10 do PRODIST [4], existem dois tipos de BDGD: ordinária e extraordinária. A BDGD especificamente ordinária deve ser enviada anualmente no início do ano, contendo informações atualizadas sobre os elementos adicionados no período anterior, seguindo as diretrizes do manual de instruções da BDGD. Entretanto, muitas vezes os dados enviados por essa BDGD acabam sendo incorretos ou carecem de informações, o que pode impactar negativamente análises, especialmente as relacionadas ao fluxo de carga. Entre os problemas identificados estão a presença de elementos isolados, distribuição inadequada de fases, ajustes incorretos nos taps dos transformadores e configurações imprecisas das curvas de carga.

Dessa forma, o principal objetivo do presente trabalho é avaliar a qualidade dos dados elétricos da BDGD ordinária divulgada na base de dados abertos da ANEEL e, posteriormente, desenvolver um método para sua correção, de modo a permitir a execução de simulações de fluxo de carga com a base.

2. Desenvolvimento

Nesta seção, serão apresentadas o alimentador utilizado, a metodologia empregada para corrigir os problemas identificados e os resultados obtidos antes e após a correção.

2.1 METODOLOGIA

Para a análise e correção do alimentador foram criadas rotinas em python, na qual foi dividida em duas partes: uma para a identificação dos problemas notados na rede e outra para a correção dos mesmos.

2.1.1 Rede analisada

Durante todo o processo de simulação e testes o software utilizado foi o OpenDSS, amplamente reconhecido por sua eficiência na solução de problemas de fluxo de potência. Além disso, ele oferece a interface Component Object Model (COM) da Microsoft, permitindo que programadores desenvolvam e executem soluções customizadas por meio de programas externos, ampliando sua aplicabilidade e flexibilidade para diferentes estudos [5]. Por meio do mesmo, foi utilizado o alimentador no qual pode ser observado na imagem a seguir:

Figura 1 : Alimentador 220 Neoenergia Pernambuco



Fonte: BDGD Neoenergia Pernambuco

Os principais motivos da escolha dele foi por conta da sua localidade ser próxima da universidade, além de possuir uma penetração alta de geração distribuída, contendo cerca de 200 exemplares, além de ter uma densidade e diversidade alta de cargas no local.

2.1.2 Elementos isolados

Durante os teste e simulações, identificou-se a presença de elementos isolados no sistema, resultando em fluxos de carga incoerentes. Para verificar e identificar esses elementos, utilizou-se a interface COM integrada ao Python, que permite localizar cargas e segmentos isolados por meio de funções específicas. Com base nisso, foi desenvolvida uma rotina em Python capaz de identificar esses elementos e seus respectivos barramentos.

Os resultados da rotina apontaram dois principais problemas relacionados aos barramentos dos elementos: nomeação incorreta dos barramentos e existência de barramentos não pertencentes ao alimentador analisado.

1. **Nomeação incorreta dos barramentos:** Alguns elementos, como cargas, segmentos de rede e chaves, estavam associados a barramentos com nomeações incorretas, resultando na desconexão desses elementos da rede. Por exemplo, em segmentos, chaves e cargas de iluminação pública, os barramentos continham caracteres extras na nomeação, isolando-os do restante do sistema. Para solucionar esse problema, foi desenvolvida uma rotina em Python que identifica como o barramento deveria ser nomeado e realiza a correção, reconectando o elemento à rede.
2. **Barramentos inexistentes no alimentador analisado:** Nesse caso, algumas cargas da rede estavam vinculadas a barramentos pertencentes a alimentadores paralelos, fora do sistema em análise. Isso im-

pedia a conexão dessas cargas a outros elementos, deixando-as isoladas. A solução foi simples: remover as cargas que não pertenciam ao sistema de distribuição analisado.

2.1.3 Ajuste dos Taps dos transformadores

Outro problema identificado foi a nomeação incorreta dos taps dos transformadores, o que resultava em níveis de tensão inadequados para as cargas adjacentes. Para corrigir essa situação, foi desenvolvido um algoritmo em Python que identifica e ajusta essas inconsistências.

O algoritmo verifica se a tensão nos transformadores corresponde aos valores configurados para sua operação. Para isso, são alocados medidores de energia nos transformadores, que medem as tensões de linha e de fase. Esses valores são comparados com as tensões configuradas, permitindo identificar cargas com tensões incorretas que necessitam de ajustes. O processo destaca as discrepâncias entre os valores configurados e os esperados, facilitando as correções.

Na rede analisada, apenas um transformador apresentava configuração inadequada. Esse problema foi resolvido de forma simples e rápida, ajustando o transformador conforme os parâmetros corretos.

2.1.4 Curva de carga desajustada

Durante as simulações, identificaram-se inconsistências nas curvas de carga do sistema, abrangendo desde média tensão até iluminação pública. O problema consistia em uma queda abrupta na potência das cargas entre 22h e 23h, seguida de um retorno ao normal, como ilustrado no gráfico 1.

Para corrigir essa inconsistência, adotou-se o valor médio entre 22h e 0h como o novo valor para as 23h. Essa abordagem suavizou a curva, tornando-a mais coerente com os padrões reais de carga.

Gráfico 1 : Curva de carga

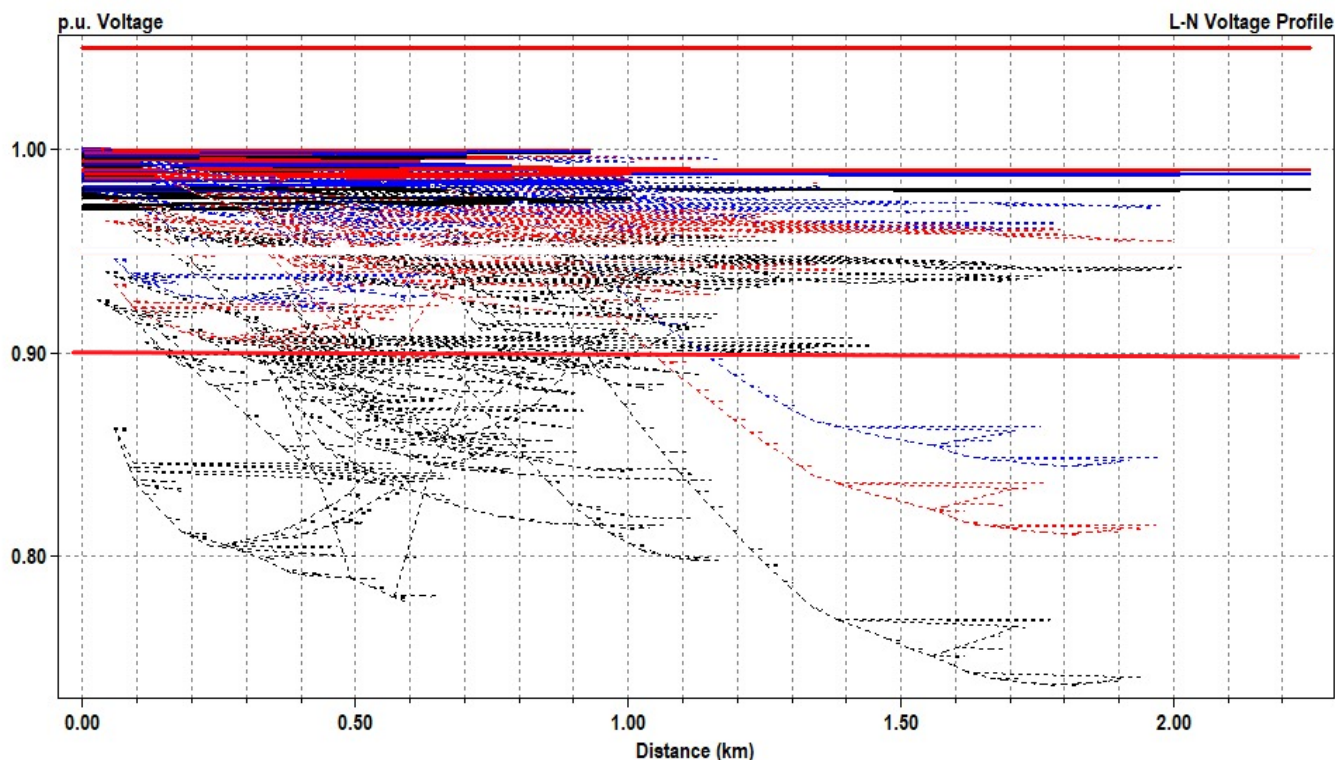


Fonte: Autoria Própria

2.1.5 Redistribuição das fases

A etapa final envolveu a redistribuição completa das fases do sistema, pois as simulações revelaram uma sobrecarga significativa na fase A, na baixa tensão, que concentrava cerca de 80% da operação da rede. Essa distribuição desigual causava subtensão em grande parte das cargas, comprometendo o desempenho do sistema. Na Figura 2, observa-se que uma das fases apresenta níveis de tensão muito abaixo do permitido ao longo de todo o percurso da rede.

Figura 2: Tensão das fases por distância

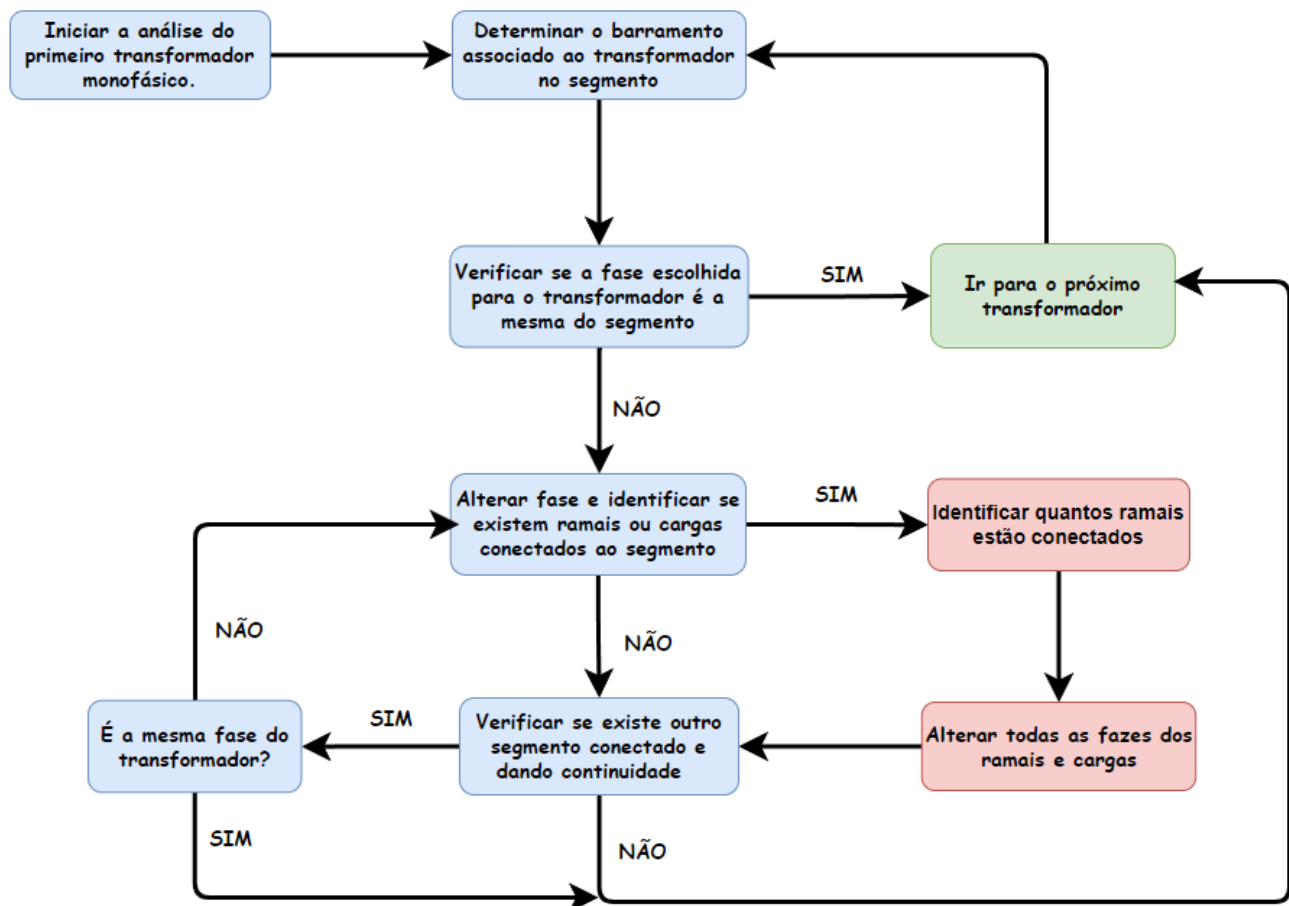


Fonte : Autoria própria

Para corrigir o problema, foi realizada uma redistribuição das fases na rede de forma aleatória, dividida em duas etapas: uma para segmentos de rede advindos a transformadores monofásicos e outra para transformadores trifásicos. Na primeira etapa, uma rotina em Python foi desenvolvida para lidar com três cenários distintos envolvendo transformadores monofásicos: conectados diretamente a segmentos de rede, a ramais ou a cargas.

Nos casos de ramais e cargas, a redistribuição foi realizada de maneira simples, ajustando as fases do ramal ou da carga conforme a nova fase atribuída ao transformador. Um aspecto importante foi verificar a existência de outros elementos conectados ao transformador e se a nova fase escolhida já correspondia à do ramal ou carga, evitando alterações desnecessárias. Já o cenário envolvendo transformadores conectados diretamente a segmentos de rede demandou um desenvolvimento mais elaborado devido às suas particularidades, conforme ilustrado na Figura 3.

Figura 3: Organograma da rotina



Fonte: Autoria própria

Ao analisar a rede, é fundamental verificar se um transformador alimenta mais de um segmento, seja em uma configuração ramificada ou em anel. Nesses casos, é preciso confirmar se a fase do barramento de cada segmento já foi ajustada, para que não tenha loops infinitos.

A segunda etapa da redistribuição de fases, para transformadores e seguimentos trifásico foi simplificada, pois devido às características da rede ser predominantemente residencial não haviam derivações de segmentos trifásico para monofásicos. Assim para a redistribuição nessa situação, foi feita apenas a alteração da fase dos ramais e cargas monofásicos conectado aos segmentos, seguindo o mesmo padrão de fase.

2.2 RESULTADOS

2.2.1 Elementos isolados

Durante a análise para identificação dos elementos isolados, constatou-se que 230 elementos estavam completamente desconectados, resultando em resultados incoerente em fluxos de potência realizado no OpenDSS. Após a correção, todos os elementos foram reconectados à rede ou removidos, sendo a remoção aplicada a uma minoria, totalizando 20 cargas. A principal causa do problema foi a má correlação entre os barramentos, devido à nomeação incorreta. O relatório detalhado sobre os elementos isolados se encontram na tabela 1.

Tabela 1 - Elementos isolados

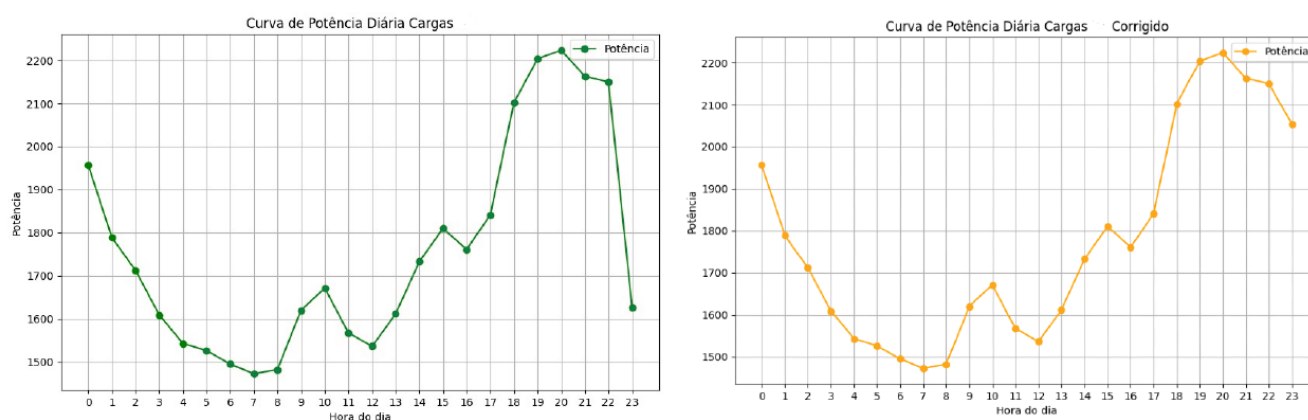
Elementos isolados			
Quantidade de cargas ip	Quantidade de cargas bt	Quantidade de segmentos	Quantidade de chaves
144	66	10	3

Fonte: Autoria própria

2.2.2 Curva de carga

Ao total foram 223 curva de cargas alteradas após a aplicação da metodologia informada anteriormente, dentre elas foram curvas de perfil residencial, comercio, industrial etc. O gráfico a seguir mostra ao antes e depois da curva de carga da rede.

Gráfico 2 - Curva da potencia das cargas antes e depois



Fonte: Autoria própria

2.2.2 Redistribuição de fases

Para obter um melhor feedback sobre os ajustes realizados, foi desenvolvida uma nova rotina em Python, além da utilizada para reconfigurar as cargas. Essa rotina adicional tinha como objetivos principais:

- Verificar a distribuição de cargas por fase na rede, tanto antes quanto depois da reconfiguração de fases. Isso permitiu avaliar se o balanceamento das cargas entre as fases foi efetivo após as correções realizadas. e
- Identificar as cargas com tensão abaixo do nível estabelecido pelo Módulo 8 do PRODIST [6], que permite admitir tensões mínimas de até 0,9 pu sem atingir o nível crítico. Essa análise foi essencial para avaliar a conformidade da rede com os padrões regulatórios e identificar pontos críticos a serem ajustados.

Com essa rotina, foi possível avaliar quantitativamente o impacto das alterações na rede e identificar possíveis problemas residuais, proporcionando uma análise mais detalhada e fundamentada dos resultados. A tabela numero 2 demostra o antes e depois da redistribuição.

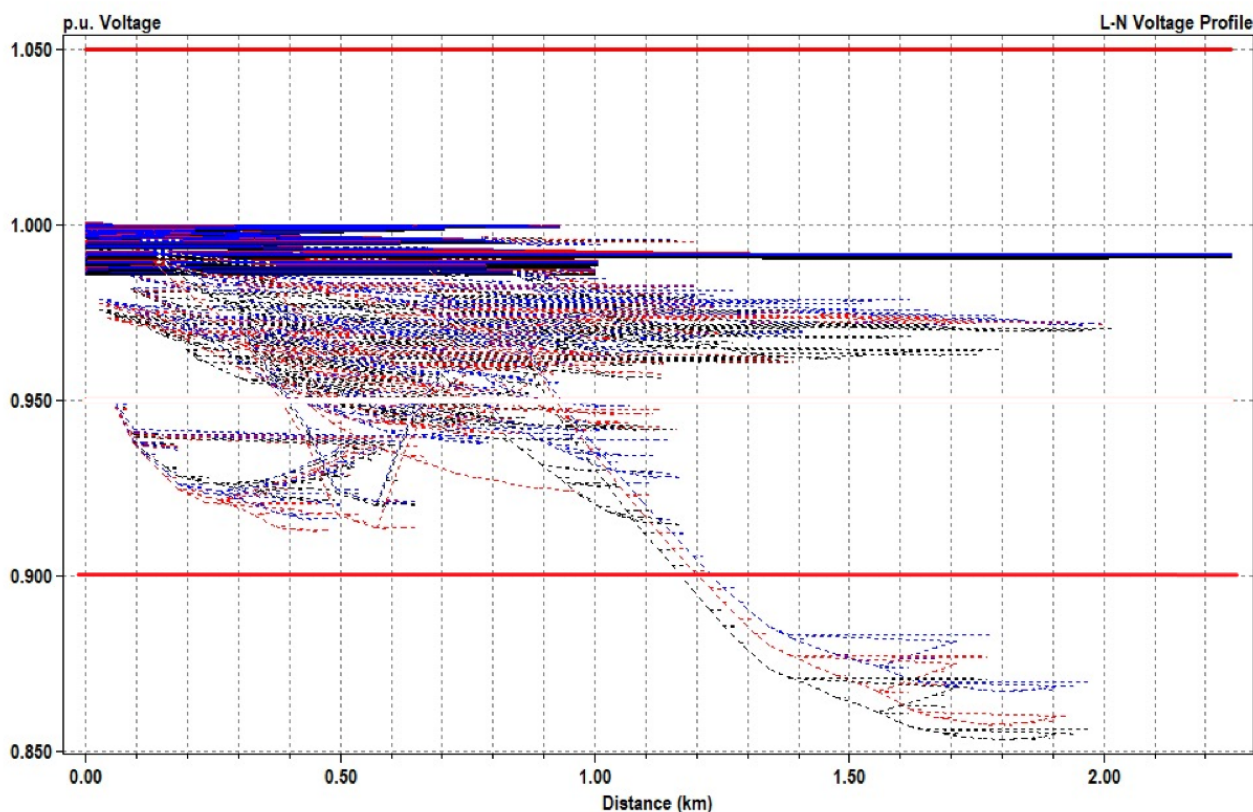
Tabela 2: Quantidade de cargas em cada fase e que estão fora dos limites

Antes de redistribuir as fases				
Tensão < 0.9 pu	Tensão > 1.1 pu	Quantidade na Fase 1	Quantidade na fase 2	Quantidade na fase 3
2870	0	16302	4872	3104
Depois de redistribuir as fases				
Tensão < 0.9 pu	Tensão > 1.1 pu	Quantidade na Fase 1	Quantidade na Fase 2	Quantidade na Fase 3
290	0	8732	7762	7784

Fonte: Autoria própria

Houve uma melhora significativa na quantidade de cargas com tensão abaixo do limite estabelecido, com uma redução de aproximadamente 90%. Para validar os resultados, a rede foi simulada no OpenDSS, e a análise da Figura 4 evidencia uma melhora clara na qualidade da energia fornecida às cargas em comparação com a figura 2. Após as correções, a tensão se estabilizou em níveis mais adequados, enquanto a distribuição das fases na rede tornou-se mais homogênea. Esses resultados comprovam a eficácia da metodologia aplicada e das rotinas desenvolvidas, demonstrando a relevância das correções realizadas para a melhoria do desempenho da rede.

Figura 4: Tensão das fases por distância pós redistribuição



Fonte: Autoria própria

3. Conclusão

O estudo realizado evidenciou a eficácia das intervenções propostas para melhorar o desempenho do alimentador analisado. Através do uso de ferramentas como o OpenDSS e do desenvolvimento de rotinas em Python, foi possível identificar e corrigir problemas estruturais na rede, como elementos isolados, barramentos incorretos e desequilíbrios nas fases. As intervenções realizadas, como a redistribuição de fases, contribuíram para minimizar sobrecargas e assegurar um desempenho mais equilibrado da rede elétrica. Além disso, o estudo alcançou uma redução de 90% no nível de tensão crítico, comprovando o impacto positivo das alterações implementadas. Esses avanços não apenas solucionaram as limitações do alimentador analisado, mas também forneceram uma base para estudos futuros. Os resultados obtidos neste estudo demonstram a viabilidade de aplicar metodologias sistemáticas para corrigir inconsistências em bases de dados georreferenciadas de distribuição (BDGDs), como as disponibilizadas publicamente pela ANEEL. Além disso, os métodos propostos podem ser úteis não apenas para estudos acadêmicos e análises de redes de distribuição, mas também para auxiliar as distribuidoras de energia na melhoria de suas próprias bases de dados. Assim, os métodos apresentados fornecem uma base sólida para aprimorar a qualidade das informações e otimizar o desempenho operacional das redes de distribuição.

4. Referências bibliográficas

- [1] **ELGERD, O. I.** *Electric energy systems theory: An introduction*. New York: McGraw-Hill, 1997.
- [2] **ABGD - Associação Brasileira de Geração Distribuída.** *Geração própria de energia atinge 30 GW no Brasil*. 2024. Disponível em: <https://www.abgd.com.br/portal/geracao-propria-de-energia-atinge-30-gw-no-brasil/>. Acesso em: 18 jan. 2025.
- [3] **ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica.** Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD). Disponível em: <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/base-de-dados-geografica-da-distribuidora-bdgd>. Acesso em: 18 jan. 2025.
- [4] **AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA.** Procedimentos para Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional: Módulo 10 – Sistema de Informação Geográfica Regulatório. Brasília, 2021.
- [5] **FREITAS, Paulo Ricardo Radatz de.** Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015.
- [6] **AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA.** Procedimentos para Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional: Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. Brasília, 2021.