



ESTUDO DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE UM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO CONSIDERANDO A TENSÃO DE FORNECIMENTO

Leonardo Helinski de Jesus¹

Breno Elias Bretas de Carvalho²

Resumo: O planejamento da expansão de sistemas de distribuição busca atender o crescimento da demanda dos consumidores, com altos índices de qualidade e confiabilidade, com um custo adequado. Este trabalho tem como principal objetivo estudar o comportamento de um sistema de distribuição, sob um aumento de demanda, considerando os níveis de tensão de fornecimento ao consumidores. A análise leva em conta um modelo teórico de sistemas de distribuição que é constituído por 54 barras. O ambiente de simulação usado é o *software OpenDSS®*, uma plataforma de código aberto, gratuita, que possibilita análises relacionadas a fluxo de potência. Por fim, o trabalho contribuiu para demonstrar a importância de uma ferramenta computacional no planejamento de sistemas de distribuição, sendo possível observar as alterações necessárias para adequar os cenários analisados, com a nova configuração, atendendo uma nova demanda de energia.

Palavras – chave: Nível de tensão. Sistema de distribuição. Planejamento da expansão. *OpenDSS®*.

1 INTRODUÇÃO

No cenário mundial atual, a energia elétrica é imprescindível, uma vez que a sociedade depende diretamente da eletricidade para funcionar e se desenvolver. Por isso, o fornecimento de energia torna-se fundamental e precisa ser realizado de forma a proporcionar qualidade e confiabilidade.

Por muito tempo, a busca por aperfeiçoamento do planejamento e controle ótimo dos sistemas elétricos, para sanar os problemas encontrados, foram concentrados nos sistemas de geração e transmissão. Isso ocorreu pela dimensão dos investimentos envolvidos e também pelo potencial de dano para a sociedade e meio ambiente, caso o funcionamento ocorra de forma inadequada [1].

O Sistema de Distribuição (SD) é uma parcela fundamental do Sistema Elétrico de Potência (SEP), já que tem contato direto com o consumidor final. Do ponto de vista de confiabilidade, o SD é responsável por grande parte das interrupções do fornecimento de energia, sendo assim o elemento mais vulnerável do SEP [1].

¹ Graduado em Engenharia Elétrica, Faculdade Satc. E-mail: leonardohelinski@gmail.com

² Professor Faculdade Satc. E-mail: breno.carvalho@satc.edu.br



O planejamento de expansão de sistemas de distribuição (PESD) é de suma importância para o desempenho das distribuidoras de energia para atender os consumidores de forma adequada. Com o passar do tempo ocorre um aumento de consumidores de um determinado SD, esse processo de crescimento de demanda é contínuo, e a rede tem suas características alteradas por essa variação do nível de carregamento da rede. As empresas devem obter maneiras de atender aos consumidores de forma a contemplar as exigências em termos de qualidade devido à crescente dependência dos consumidores da energia elétrica [2].

As concessionárias do setor elétrico devem atender os índices de qualidade de energia elétrica, impostos pelas normas regulatórias definidas no módulo 8 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional), publicado pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). A qualidade está relacionada com os seguintes índices: níveis de tensão, fator de potência, distorção harmônica, desequilíbrio de tensão, e variação de frequência [3].

Outro fator importante para as concessionárias é a confiabilidade da rede elétrica, associada à interrupção do fornecimento de energia elétrica. A sociedade exige, cada vez mais, um fornecimento de energia ininterrupto. A falta de energia elétrica prejudica principalmente o setor industrial, sendo as concessionárias sujeitas a indenizações vultosas, aplicadas pelo agente regulador [3].

A concessionária deve ter, como meta, a manutenção do fornecimento contínuo de energia, oferecendo um serviço confiável e de qualidade a todos os seus clientes. No entanto, elas trabalham com o elemento mais vulnerável de todo o sistema elétrico, as redes de distribuição. Estas estão permanentemente expostas à ação de agentes externos, que podem provocar a interrupção no fornecimento de energia [1].

A concessionária se depara, portanto, com um desafio bastante complexo, pois, para melhorar a confiabilidade de suas redes, são necessários grandes investimentos e, caso os indicadores de continuidade sejam violados, pagam multas elevadas. As soluções para o problema do aumento da confiabilidade podem ser agrupadas em várias alternativas. Dentre elas, a principal é a alocação ótima de equipamentos de comutação que, no caso de falha na rede, permitem o restabelecimento do fornecimento de energia para o maior número de consumidores possível, através de uma rota alternativa [4].

Assim, o PESD busca a melhor solução possível, e viável, que minimize os problemas elétricos característicos das redes de distribuição e, por consequência, garanta um aumento de qualidade da energia fornecida aos consumidores [4].



1.1 OBJETIVO GERAL

Desenvolver um estudo de planejamento da expansão do sistema de distribuição, em um modelo de sistema de potência, objetivando o mínimo impacto nos índices de tensão de fornecimento.

1.1.1 Objetivos específicos

- Estudar as características elétricas do sistema IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*) 54 barras;
- Utilizar o *software* OpenDSS (*Open Distribution System Simulator*) para a representação do sistema teste IEEE 54 barras;
- Realizar estudos de caso, visando à análise de diferentes rotas candidatas para a expansão do sistema de distribuição;
- Identificar possíveis problemas na rede elétrica de distribuição para cada cenário analisado; e
- Propor modificações estruturais na rede elétrica objetivando manter os níveis de tensão de fornecimento dentro das normas vigentes.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

O SEP tem por intuito suprir a demanda de energia elétrica requerida pelos usuários, no momento que é solicitada. Tem o papel de produtor, obtendo energia elétrica por meio da transformação de energia de alguma natureza, como hidráulica, mecânica e térmica, e de distribuidor fornecendo a quantidade de energia demandada por cada consumidor [5; 6].

Não é possível ainda armazenar energia elétrica em grandes quantidades, sendo assim, a energia produzida em um determinado instante deve ser distribuída no mesmo, atendendo ao suprimento da energia consumida e à máxima solicitação instantânea de potência ativa. Para que esta condição seja atendida, o SEP necessita de capacidade de produção e transporte de energia elétrica [5].



Considerando o montante das potências e as distâncias a serem percorridas, para chegar ao consumidor, torna-se impossível o transporte de energia na tensão de geração. A tensão precisa ser elevada para a “tensão de transmissão”, que leva em conta a distância a ser percorrida e o montante da energia a ser transportada. A tensão de transmissão é normalmente caracterizada por valores de: 300kV, 500kV ou 750kV [5; 6].

Os SEP são subdivididos em três grandes blocos:

- Geração: processo de conversão de energia de alguma natureza em energia elétrica;
- Transmissão: responsável pelo transporte de energia elétrica dos centros de produção aos centros de consumo; e
- Distribuição: que atribui a energia elétrica provinda da transmissão aos consumidores de pequeno, médio e grande porte [5].

2.2 SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

O SD atua recebendo grandes blocos de energia, em tensão elevada, e entrega aos consumidores finais, em níveis de tensão reajustados e de acordo com a demanda solicitada [7]. Os SD são subdivididos em: sistema de subtransmissão, subestações de distribuição, sistemas de distribuição primária e sistemas de distribuição secundária.

No sistema de subtransmissão, a energia chega das subestações (SEs) de subtransmissão para ser transferida para as SEs de distribuição e para consumidores que precisam ser atendidos em tensão de subtransmissão. A tensão de subtransmissão, de modo geral, é 69kV, 138kV e em alguns casos 34,5kV. Os consumidores dessa faixa de tensão são, por exemplo, grandes instalações industriais, estações de tratamento e bombeamento de água [5].

As SEs de distribuição recebem a energia do sistema de subtransmissão e transformam o nível de tensão em valores inferiores para serem distribuídos para as redes primárias [5].

As redes de distribuição primária, denominadas também de redes de média tensão, captam a energia das SEs de distribuição e suprem os transformadores de distribuição (estações transformadoras) e os próprios consumidores primários. Dentre os consumidores primários, destacam-se as indústrias de porte médio, conjuntos comerciais, instalação de iluminação pública, entre outros [5].



Para o abastecimento da rede secundária, utilizam-se as estações transformadoras (ETs). As ETs, são compostas por transformadores, tendo o papel de reduzir a tensão primária para a secundária (baixa tensão). Na rede de baixa tensão, utilizam-se tensões de 220/127V ou 380/220V, que fornecem energia aos consumidores de baixa tensão. Esses consumidores são caracterizados por consumidores residenciais, pequenos comércios e indústrias [5].

2.2.1 Planejamento da expansão de sistemas de distribuição

A importância do PESD está associada a um crescimento de demanda e à necessidade de suprir os consumidores com altos índices de qualidade e confiabilidade, com um custo adequado. Para que esses requisitos sejam atendidos, a concessionária de energia se depara com custos elevados de investimentos e de operação. O PESD atua para definir a melhor solução para atender os consumidores minimizando tais custos [2].

Para expressar a importância do planejamento de sistemas de distribuição, pode-se analisar diferentes aspectos:

- i) Aspectos técnicos, que estão ligados às perdas técnicas ao longo das extensões das redes de distribuição;
- ii) Aspectos econômicos, com valores elevados de operação e investimentos nos sistemas de distribuição, expõe-se a inevitabilidade de utilizar corretamente os recursos que serão investidos no sistema;
- iii) Aspectos sociais, a construção das redes de distribuição tem uma grande influência na sociedade, pertinente ao fato de esta ser dependente do fornecimento de energia elétrica [4].

O planejamento de sistemas de distribuição, de forma geral, pode ser definido em alguns passos:

- Supõe-se um sistema de distribuição de energia elétrica que supre determinada demanda. Essa demanda é definida por um número fixo de consumidores, ou seja, pelos nós de consumo. Deve-se considerar que tal demanda não é estática, de forma que aumenta geograficamente e ao longo do tempo;
- A evolução da demanda exige uma adaptação da rede de distribuição, dentre elas pode-se citar: a expansão da rede, como a construção de novas linhas e subestações; ou a melhoria da rede já existente, através da troca das linhas



existentes por outras de maior capacidade; ou ampliação de uma subestação já existente;

- Dessa forma, define-se a problemática do planejamento de sistemas de distribuição, que contempla os investimentos e os custos de operação da rede para corresponder a um conjunto de restrições operacionais, físicas e financeiras [4].

O problema de planejamento do sistema de distribuição divide-se por períodos: a curto prazo, de 1 (um) a 4 (quatro) anos; e a longo prazo, de 5 (cinco) a 20 (vinte) anos. Com isso, definem-se dois tipos de modelos, o estático (única etapa) e o multi-estágios [8].

Para um planejamento a curto prazo, no qual envolva obras de menor escala, que resultarão em um baixo investimento, utiliza-se do planejamento estático. O planejamento é realizado em uma única etapa e busca preparar a rede de distribuição para atender à demanda em um período de até 5 (cinco) anos. Nesse modelo, leva-se em conta os dados da demanda que se estima que existirá ao final do período. Os resultados obtidos com este modelo serão válidos dentro do período em que se conhecem os parâmetros que determinaram as variáveis do problema de otimização [2; 8].

Em planejamento a longo prazo, o processo é dividido em diversos estágios, nos quais os investimentos em construções, substituição e ampliação de linhas e subestações são realizados nas diferentes etapas do planejamento. Para esse modelo, quando há necessidade de expansão, ou melhora da rede, com a construção de novos componentes, a análise deve considerar todos os estágios que constituem o abrangência do planejamento. Dessa forma, a solução do planejamento é considerada dinâmica. No entanto, a forma mais simples de resolver um planejamento multi-estágios é considerar o problema como diversos planejamentos estáticos consecutivos, onde cada estágio inicia-se com o sistema que foi desenvolvido no estágio anterior. Essa forma é considerada como pseudo-dinâmica [2; 8].

2.3 FLUXO DE POTÊNCIA

O cálculo do fluxo de potência é importante para as áreas de operação e planejamento dos sistemas elétricos, principalmente quando se necessita de análises e diagnósticos das redes de distribuição [9].



O cálculo de fluxo de potência determina o estado do sistema, a distribuição dos fluxos de potências ativas e reativas que fluem pelos componentes do sistema e algumas outras grandezas de interesse. Para esta situação, a modelagem do sistema é estática, desta forma a rede é representada por um conjunto de equações e inequações algébricas. As equações originam-se da primeira lei de Kirchhoff, impondo a conservação das potências ativas e reativas em cada nó do sistema. Para a resolução do fluxo de potência, geralmente, são utilizados métodos computacionais, como o método de Newton e o método de varredura, que facilitam a obtenção de resultados precisos [6].

A injeção de potência em uma barra k qualquer do sistema é dada pela Eq.1 [6]:

$$S_k^* = P_k - jQ_k \quad (1)$$

As equações gerais para a injeção líquida de potência, ativa e reativa, são definidas pelas Eqs. 2 e 3 [6]:

$$P_k = V_k \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (2)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (3)$$

Onde:

- P_k : Potência ativa da barra k ;
- Q_k : Potência reativa da barra k ;
- V_k, V_m : Magnitude das tensões nas barra k e m ;
- θ_{km} : Diferença entre fases nas barras k e m ;
- G_{km} : Condutância entre as barras k e m ; e
- B_{km} : Susceptância entre as barras k e m .

2.4 QUALIDADE DE ENERGIA

A qualidade de energia é dividida em qualidade de produto, que trata de indicadores e limites que são considerados aceitáveis relacionados à energia elétrica, e qualidade de serviço, que tratam da continuidade e do atendimento ao consumidor [3; 10].



O agente regulador nacional responsável por determinar e fiscalizar se o sistema está de acordo com os indicadores de qualidade de energia é a ANEEL. A ANEEL determinou procedimentos que devem ser seguidos pelas distribuidoras, os quais são divididos em 10 módulos. O módulo 8 trata especificamente da qualidade de energia elétrica.

2.5 TENSÃO DE FORNECIMENTO

Um aspecto indispensável a considerar em relação a qualidade de energia elétrica é a tensão de fornecimento. Os equipamentos, tanto das concessionárias quanto dos consumidores, que utilizam energia elétrica têm sua vida útil ou seu funcionamento afetados quando se tem o fornecimento da tensão fora dos limites aceitáveis [11].

No módulo 8 do PRODIST da ANEEL, é estabelecido que a tensão a ser contratada nos pontos de conexão pelos acessantes atendidos em tensão nominal de operação superior a 1 kV deve situar-se entre 95% (noventa e cinco por cento) e 105% (cento e cinco por cento) da tensão nominal de operação do sistema no ponto de conexão [3].

3 PROCEDIMENTO METODOLÓGICO

Nesta seção, serão abordadas as etapas propostas para realizar um estudo de caráter técnico, referente aos impactos nos níveis de tensão de fornecimento, em um modelo de sistema de distribuição quanto à necessidade de expansão. Para isso, o processo foi particionado em sete etapas.

A primeira etapa da metodologia referiu-se ao estudo dos principais modelos de sistema de potência para definir qual o mais adequado para ser adotado. Após a definição do sistema de potência, realizou-se uma pesquisa relacionada ao *software* aplicado, objetivando entender os conceitos e os métodos de cálculo de fluxo de potência utilizados. O *software* adotado para efetuar o estudo foi o OPENDSS®.

Para a segunda etapa, foi necessário dispor das principais características do sistema de distribuição para inserir tais dados na ferramenta computacional. Após o desenvolvimento do modelo no OPENDSS®, foi possível avaliar o comportamento do sistema de distribuição e identificar as transgressões nos níveis de tensão decorrentes das simulações de cada situação proposta.



A terceira etapa consistiu em identificar a veracidade da implementação realizada no processo anterior. Dessa forma, foi construído o objeto de estudo do trabalho, o caso base. A partir desse sistema que foram realizadas as análises dos impactos presentes nas simulações pertinentes ao trabalho.

Com a construção do caso base, na quarta etapa, foram simuladas diferentes situações, nas quais foi aumentada a demanda em diferentes pontos do sistema de distribuição, para que considerasse a expansão do sistema de distribuição base para atender esse crescimento de demanda.

A quinta etapa buscou analisar as consequências nos níveis de tensão de fornecimento, baseando-se nas simulações realizadas com as alterações propostas na quarta etapa.

Após verificar os impactos, na sexta etapa, foram propostas soluções para adequar os níveis de tensão aos padrões exigidos pelo PRODIST Módulo 8. Existem inúmeras ações a serem tomadas para corrigir os níveis de tensão, como a instalação de novas SE's, redimensionamento dos condutores, construção de novas linhas, instalação de banco de capacitores, entre outras [2].

Na sétima etapa, foram realizadas novas simulações, considerando as alterações da etapa anterior. Por fim, com todo material obtido durante o estudo, foram definidas as soluções com maior grau de efetividade quanto aos problemas propostos.

3.1 OpenDSS®

O *OpenDSS* é um *software* de simulação de sistemas elétricos de potência que pode ser aplicado ao segmento de distribuição. Foi desenvolvido em 1997, quando era denominado apenas DSS (*Distribution System Simulator*). Após ser adquirido pela EPRI (*Electric Power Research Institute*), em 2008, o DSS tornou-se o *OpenDSS* sob uma licença de código aberto [12].

O *software* possui aspectos importantes para criação de modelos de sistemas de distribuição de energia elétrica e realização de análises relacionadas com o planejamento e qualidade de energia. O *OpenDSS* é uma ferramenta abrangente de simulação de sistema de energia elétrica principalmente para sistemas de distribuição. Ele suporta quase todas as análises de domínio de frequência, no estado estacionário senoidal, comumente realizadas em sistemas de distribuição [12; 13].



A finalidade principal do *OpenDSS* é executar os estudos de fluxo de carga, pois originalmente foi desenvolvido para analisar a conexão de geração distribuída às redes de distribuição. Pode ser aplicado também a estudos probabilísticos de planejamento, estimação de estado na distribuição, estudos de distorções harmônicas e inter-harmônicas, entre outras. O *OpenDSS* foi projetado para ser indefinidamente expansível para que ele possa ser facilmente modificado para atender às necessidades futuras [12; 14].

Para realização de estudos de fluxo de carga, o *OpenDSS* apresenta diversos modos de solução que foram adicionados à medida que o programa evoluiu para atender às necessidades específicas, sendo eles: fluxo de potência instantâneo (*Snapshot Power Flow*), fluxo de potência diário (*Daily Power Flow*) fluxo de potência anual (*Yearly Power Flow*), harmônicos (*Harmonics*), dinâmico (*Dynamic*) e estudo de faltas (*Faultstudy*) [12].

3.2 IMPLEMENTAÇÃO DO SISTEMA NO *OpenDSS*

No *OpenDSS* os elementos são caracterizados em [14]:

- Elementos de transporte de energia (PD, do inglês *power delivery*), transportam energia de um ponto a outro. São definidos por sua matriz admitância nodal. Os elementos PD mais comumente utilizados são as linhas e transformadores;
- Elementos de conversão de energia (PC, do inglês *power conversion*), convertem a energia elétrica em outro tipo de energia, ou vice-versa. Podem também armazenar a energia de forma temporária para depois injetá-la novamente no sistema, como é o caso de elementos reativos. As cargas e geradores são exemplos de PC.

É necessário o objeto "*Circuit*" para iniciar a simulação do sistema de potência no *software*, que define um equivalente Thevenin para os cálculos do fluxo de potência [12]. Nas simulações definiu-se o objeto com o comando "*New circuit.source basekv=69 Bus1=sourcebus pu=1.00 R1=0 X1=0.0001*", adotou-se os valores padrão do *software* para caracterizá-lo.

Os transformadores das subestações foram implementados através do comando "*New Transformer. TR_SE_101 Buses=[sourcebus, SE_101] Conns=[Delta Wye] kVs=[69 13.8] ~ kVAs=[15000 15000] XHL=8 phases=3 Rneut=0 basefreq=60*". No comando são informadas as barras às quais o transformador está conectado, o tipo de



conexão, as tensões de entrada e saída, a potência aparente, a impedância em alta, o número de fases e a frequência do sistema.

As barras do sistema são geradas a partir da criação dos elementos [14]. Por exemplo, ao criar o transformador foi definido que ele estaria ligado às barras *sourcebus* e *SE_101*, com isso tais barras foram criadas no sistema. O *software* permite inserir as coordenadas das barras, para plotar o sistema desenvolvido.

As cargas do sistema de distribuição, para simplificar, são trifásicas e totalmente equilibradas. As cargas foram modeladas no *OpenDSS* seguindo as determinações do PRODIST para cálculo de perdas na distribuição, as quais recomendam que a carga seja caracterizada pelo modelo chamado de ZIP com 50% de potência constante e 50% de impedância constante para a parte ativa, e como 100% de impedância constante para a parte reativa [12].

Para a implementação das cargas no *software* utilizou-se o comando “*New Load.Lbus_01 bus1=bus_01 phases=3 conn=weye model=1 kV=13.8 kva=903.03750 pf=0.92 ZIPV=(0.5, 0, 0.5, 1, 0, 0, 0.7)*”, caracterizou-se as cargas pela potência aparente e pelo fator de potência. Em suas respectivas barras, as cargas foram conectadas em estrela.

Realizou-se a construção das linhas com o comando “*New Line.L01 phases=3 bus1=SE_101 bus2=bus_01 Linecode=Tipo_2 length=0.281 units=km*”, no comando definiu-se a quantidade de fases, as barras que a linha conecta, o tipo da linha e o comprimento da linha. O tipo da linha é definido pela instrução “*New Linecode.Tipo_1 nphases=3 basefreq=60 R1=0.6115 X1=0.4133 units=km normamps=180*”, onde foi informado o número de fases, a frequência, a resistência por quilômetro e a reatância por quilômetro.

Os bancos de capacitores são implementados com a linha de comando “*New capacitor.C18 Bus1=bus_18 Phases=3 kVAR=1200 kV=13.8*”, onde são fornecidos a barra onde está conectado o *shunt*, o número de fases e a potência reativa.

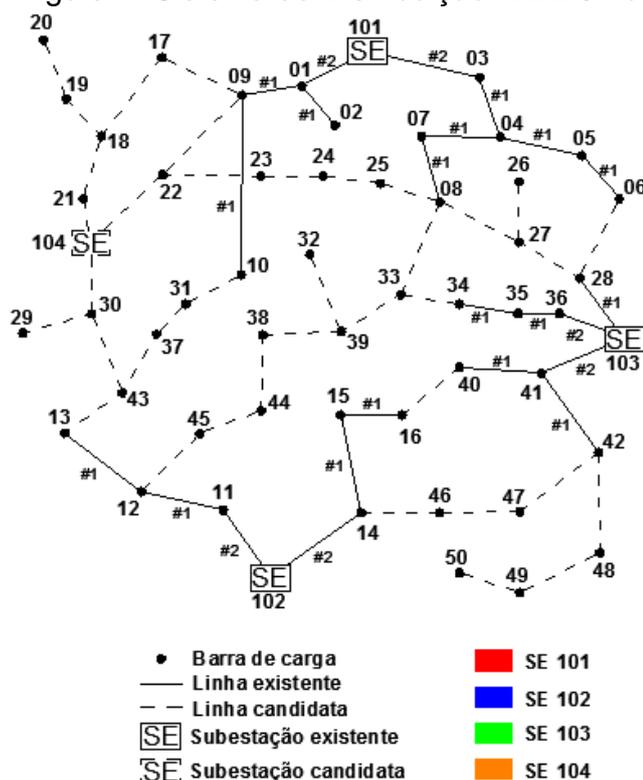
As simulações realizadas consideraram o sistema na forma estática, desconsiderando os efeitos transitórios. Para a análise estática utiliza-se o modo “*snapshot*” que executa o sistema para um ponto específico no tempo. Ao simular, considerou-se também 100% das demandas existentes, desta forma, analisou-se o circuito no estado mais crítico possível.

4 ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

4.1 DADOS DO CASO BASE E CONSIDERAÇÕES DAS SIMULAÇÕES

O sistema de distribuição modelo, objeto de estudo deste artigo, é um sistema IEEE 54 barras, baseado na tese de doutorado de Moises Machado Santos, apresentada na Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), em 2017 [15]. A Fig. 1 expõe a configuração do modelo.

Figura 1: Sistema de Distribuição IEEE 54 barras



Fonte: [Adaptado, 15]

Optou-se pelo sistema 54 barras por apresentar características importantes para análises da sua expansão. O sistema apresenta uma configuração inicial, que atende determinada demanda, e uma demanda a ser atendida. Para atender a nova demanda, dispõe-se de rotas para a construção de novos trechos de rede e a possibilidade de projetar uma nova subestação.

O sistema é composto por 3 subestações existentes, apresentando a possibilidade de repotencialização e 1 subestação candidata à construção, descritas na Tab. 1.



Tabela 1: Dados das subestações

| Barra | Potência instalada (kVA) | Potência Disponível (kVA) |
|--------|--------------------------|---------------------------|
| SE-101 | 15.000 | 15.000 |
| SE-102 | 15.000 | 15.000 |
| SE-103 | 15.000 | 15.000 |
| SE-104 | 00.000 | 20.000 |

Fonte: [15]

Para a construção das linhas, são considerados 4 tipos de condutores, os quais têm suas principais características apresentadas na Tab. 2.

Tabela 2: Condutores considerados

| Tipo | Capacidade (A) | Resistência (Ohms/km) | Reatância (Ohms/km) | Seção (AWG ou MCM) |
|------|----------------|-----------------------|---------------------|--------------------|
| 1 | 180 | 0,6115 | 0,4133 | 2 |
| 2 | 230 | 0,3862 | 0,4077 | 1/0 |
| 3 | 340 | 0,1935 | 0,361 | 4/0 |
| 4 | 610 | 0,1435 | 0,3777 | 477 |

Fonte: [15]

O sistema é composto por 50 barras de carga, dentre as quais 23 são barras de carga existentes e as demais barras de cargas são candidatas a expansão. Os dados de carregamento das barras estão dispostos na Tab. 3.

Tabela 3: Dados das demandas das barras

| Barra | SD (kVA) | Barra | SD (kVA) |
|-------|----------|-------|----------|
| 1 | 903,0375 | 26 | 449,0025 |
| 2 | 752,025 | 27 | 752,025 |
| 3 | 523,335 | 28 | 523,335 |
| 4 | 825,1725 | 29 | 1049,918 |
| 5 | 1952,19 | 30 | 1952,19 |
| 6 | 523,335 | 31 | 523,335 |
| 7 | 751,35 | 32 | 1274,67 |
| 8 | 1425,593 | 33 | 1426,943 |
| 9 | 899,0025 | 34 | 899,0025 |
| 10 | 1426,943 | 35 | 674,25 |
| 11 | 224,7525 | 36 | 224,7525 |
| 12 | 1351,77 | 37 | 1576,515 |
| 13 | 825,1725 | 38 | 825,1725 |
| 14 | 1126,35 | 39 | 751,35 |



| | | | |
|----|----------|----|----------|
| 15 | 1049,918 | 40 | 1049,918 |
| 16 | 1425,593 | 41 | 674,25 |
| 17 | 523,335 | 42 | 899,0025 |
| 18 | 899,0025 | 43 | 976,095 |
| 19 | 1049,918 | 44 | 1049,918 |
| 20 | 600,42 | 45 | 600,42 |
| 21 | 1351,77 | 46 | 1351,77 |
| 22 | 825,1725 | 47 | 751,35 |
| 23 | 751,35 | 48 | 600,42 |
| 24 | 375,675 | 49 | 375,675 |
| 25 | 674,25 | 50 | 600,42 |

Fonte: [15]

As conexões entre as barras são realizadas por meio de 61 linhas, as quais 23 linhas são existentes e 38 linhas são candidatas a terem trechos construídos. Os dados dos ramos são demonstrados na Tab. 4.

Tabela: 4: Dados das linhas [15].

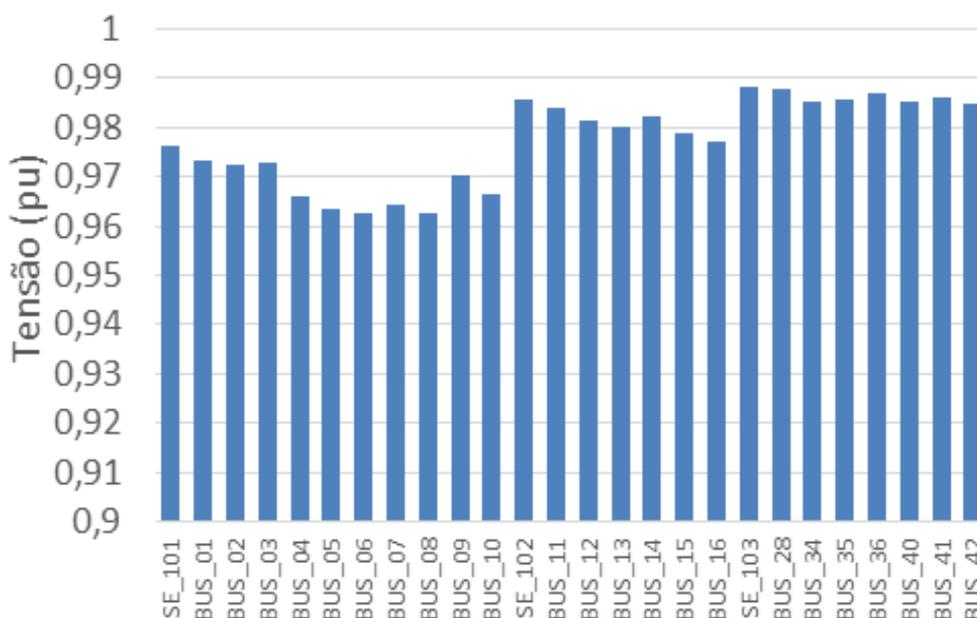
| Ramo | De | Para | Dist (km) | Ramo | De | Para | Dist (km) |
|------|-----|------|-----------|------|-----|------|-----------|
| 1 | 101 | 1 | 0,281 | 32 | 6 | 28 | 0,5 |
| 2 | 101 | 3 | 0,218 | 33 | 104 | 30 | 0,281 |
| 3 | 3 | 4 | 0,312 | 34 | 29 | 30 | 0,312 |
| 4 | 4 | 7 | 0,25 | 35 | 30 | 43 | 0,406 |
| 5 | 4 | 5 | 0,312 | 36 | 37 | 43 | 0,25 |
| 6 | 7 | 8 | 0,312 | 37 | 31 | 37 | 0,187 |
| 7 | 5 | 6 | 0,25 | 38 | 10 | 31 | 0,312 |
| 8 | 1 | 9 | 0,343 | 39 | 13 | 43 | 0,375 |
| 9 | 1 | 2 | 0,312 | 40 | 12 | 45 | 0,25 |
| 10 | 9 | 10 | 0,718 | 41 | 44 | 45 | 0,218 |
| 11 | 102 | 14 | 0,375 | 42 | 38 | 44 | 0,312 |
| 12 | 14 | 15 | 0,375 | 43 | 38 | 39 | 0,343 |
| Ramo | De | Para | Dist (km) | Ramo | De | Para | Dist (km) |
| 13 | 15 | 16 | 0,281 | 44 | 32 | 39 | 0,406 |
| 14 | 102 | 11 | 0,281 | 45 | 33 | 39 | 0,281 |
| 15 | 11 | 12 | 0,312 | 46 | 8 | 33 | 0,468 |
| 16 | 12 | 13 | 0,437 | 47 | 33 | 34 | 0,187 |
| 17 | 19 | 20 | 0,312 | 48 | 34 | 35 | 0,218 |
| 18 | 18 | 19 | 0,25 | 49 | 35 | 36 | 0,218 |
| 19 | 17 | 18 | 0,406 | 50 | 103 | 36 | 0,25 |
| 20 | 9 | 17 | 0,43 | 51 | 103 | 28 | 0,312 |
| 21 | 18 | 21 | 0,312 | 52 | 103 | 41 | 0,312 |
| 22 | 104 | 21 | 0,25 | 53 | 40 | 41 | 0,375 |
| 23 | 104 | 22 | 0,375 | 54 | 16 | 40 | 0,25 |
| 24 | 9 | 22 | 0,468 | 55 | 41 | 42 | 0,375 |
| 25 | 22 | 23 | 0,343 | 56 | 42 | 48 | 0,25 |
| 26 | 23 | 24 | 0,281 | 57 | 48 | 49 | 0,375 |

| | | | | | | | |
|----|----|----|-------|----|----|----|-------|
| 27 | 24 | 25 | 0,218 | 58 | 49 | 50 | 0,218 |
| 28 | 25 | 8 | 0,281 | 59 | 42 | 47 | 0,312 |
| 29 | 8 | 27 | 0,375 | 60 | 46 | 47 | 0,312 |
| 30 | 26 | 27 | 0,343 | 61 | 14 | 46 | 0,343 |
| 31 | 27 | 28 | 0,312 | | | | |

Fonte: [15]

A Fig. 2 apresenta os valores das tensões nas barras do caso base. A ferramenta computacional permitiu visualizar os valores após a solução do sistema. Os cenários propostos nas próximas seções, têm o objetivo de contemplar as novas barras de carga, mantendo os níveis de tensão dentro dos limites aceitáveis.

Figura 2: Tensões nas barras do cenário inicial



Fonte: [Do autor, 2018]

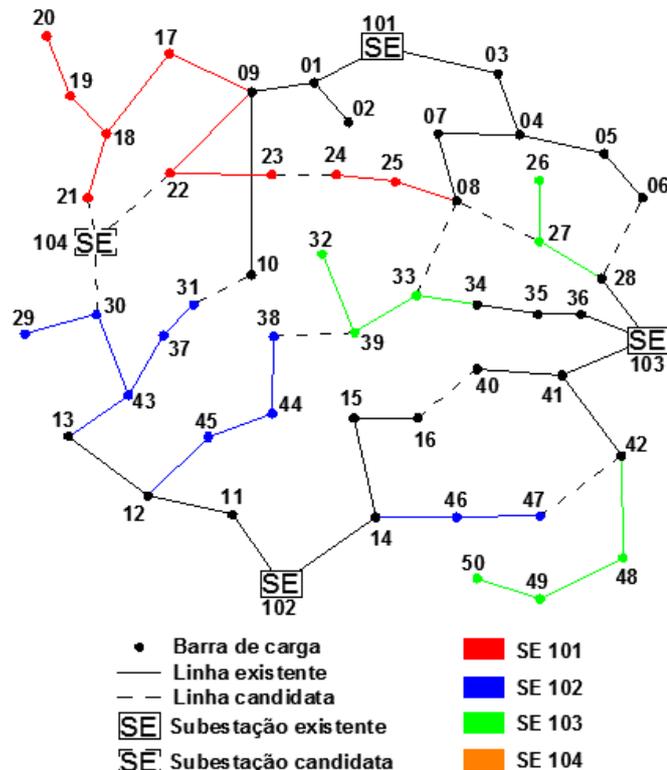
4.2 CENÁRIO A

No primeiro cenário buscou-se atender as novas barras de cargas construindo o menor caminho possível, ou seja, para cada barra analisou-se por qual rota iria se obter a menor extensão de novas linhas. A configuração do cenário A está apresentada na Fig. 3.

Inicialmente, para a criação de novos trechos de linhas, foram considerados condutores do Tipo 1, visto que as novas linhas partem de pontos que possuem este tipo de condutor. Os novos trechos estão no final das rotas, que visam atender a nova

demanda, implicando em um valor de corrente menor percorrendo estes ramos. Após o cálculo do fluxo de potência o tipo do cabo pode ser reconsiderado.

Figura 3: Configuração do Cenário A



Fonte: [Do autor, 2018]

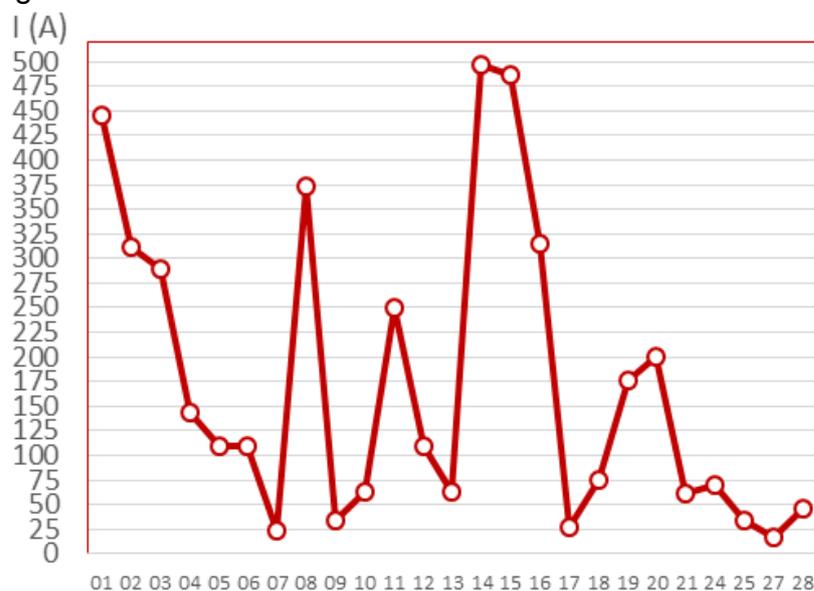
Foi necessário repotencializar as subestações devido ao acréscimo de demanda em relação ao caso inicial. Aumentou-se a potência da SE 101 de 15MVA para 18,2MVA e da SE 102 de 15MVA para 17,9MVA. A SE 103 permaneceu com o mesmo valor de potência inicial. Os novos valores foram obtidos com as informações de potência ativa e reativa totais fornecidas pelo *software*.

Após o cenário inserido no *OpenDSS*, aplicando o comando “*solve*”, o *software* executou o cálculo de fluxo de potência do sistema. Com a resolução do fluxo, são obtidos valores de correntes, tensões e perdas, que auxiliam na análise da expansão do sistema.

i. Dentre os resultados adquiridos, é possível verificar a corrente nas linhas, para investigar se as correntes admissíveis pelos condutores foram violadas. Por meio da linha de comando “*Show Currents [Elements]*” o *software* fornece os valores de corrente nos elementos do sistema.

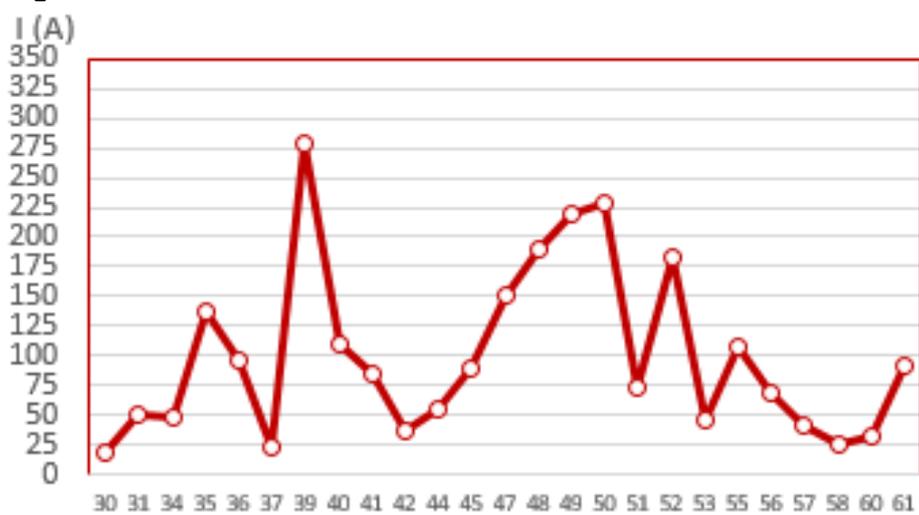
O caso A foi simulado em 3 etapas, devido ao número de subestações existentes, já que se efetuou o estudo de cada uma separadamente. Nas Fig.4 e Fig.5 pode-se observar as correntes obtidas.

Figura 4: Corrente nas linhas 01 até 28: Cenário A



Fonte: [Do autor, 2018]

Figura 5: Corrente nas linhas 29 até 61: Cenário A



Fonte: [Do autor, 2018]

Os dados das correntes apontaram violações da corrente admissível em alguns trechos, desta forma fez-se necessário o redimensionamento das linhas em questão.

Na SE_101 modificou-se: a linha 01 do tipo 2 para o tipo 4, a linha 02 do tipo 2 para o tipo 3, a linha 03 do tipo 1 para o tipo 3, a linha 8 do tipo 1 para o tipo 4 e as linhas 19 e 20 de tipo 1 para o tipo 2.

Na SE_102 alterou-se: a linha 11 do tipo 2 para o tipo 3, a linha 14 do tipo 2 para o tipo 4, a linha 15 do tipo 1 para o tipo 4 e as linhas 16 e 39 do tipo 1 para o tipo 3.

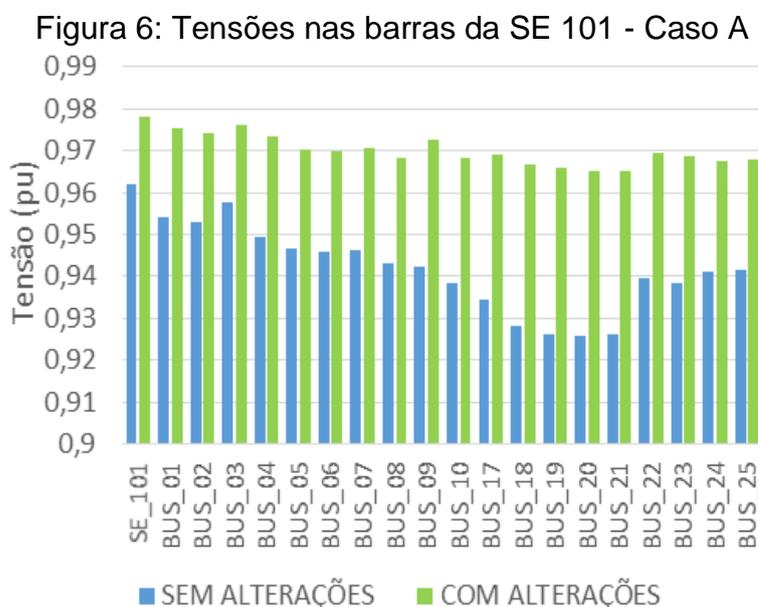
Na SE_103 modificou-se: a linha 48 do tipo 1 para o tipo 2, a linha 49 do tipo 1 para o tipo 3 e a linha 50 do tipo 2 para o tipo 3.

ii. Com a instrução “*Show Voltages [LL] [Nodes]*” é gerado um documento “.txt” com os valores de tensões de todas as barras. Nesse documento estão dispostos as tensões fase-neutro e fase-fase em kV e p.u. (por unidade). Os valores base para calcular os valores em p.u. são definidos no *OpenDSS* pelo comando “*set voltagebases = [69 13.8]*”.

A Fig. 6 apresenta os valores das tensões nas barras da SE 101 em duas situações: antes das alterações realizadas e depois delas. Nota-se que as tensões antes das modificações transgrediram em algumas barras os níveis de tensão exigidos pelo PRODIST Módulo 8. Níveis estes que devem estar entre 0,95 e 1,05 p.u.

O redimensionamento dos trechos onde violou-se a corrente admissível sanou, na maioria das barras, as transgressões das tensões. No entanto, para auxiliar na adequação da tensão, foram utilizados bancos de capacitores trifásicos nas barras 18, 19 e 25. A potência dos bancos de capacitores instalados é de 900 kVar.

Obteve-se os valores dos bancos de capacitores ao testar na ferramenta computacional, que permitiu verificar quais valores de potência reativa capacitiva eram necessários para ajusta as tensões nas barras encontravam-se fora dos níveis adequados.

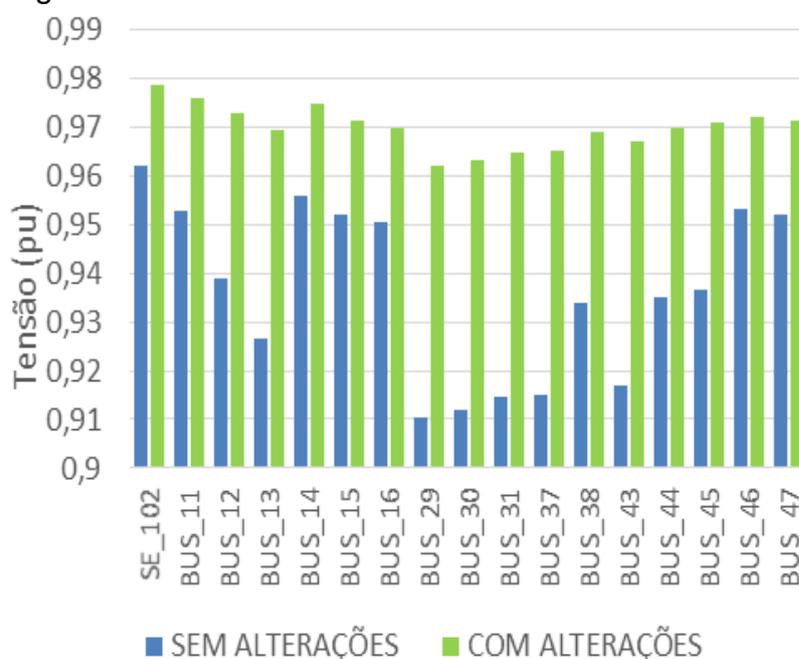


Fonte: [Do autor, 2018]

A Fig. 7 expõe os valores das tensões nas barras da SE 102. Igualmente a SE 101, as tensões antes das modificações transgrediram em algumas barras os níveis de tensão.

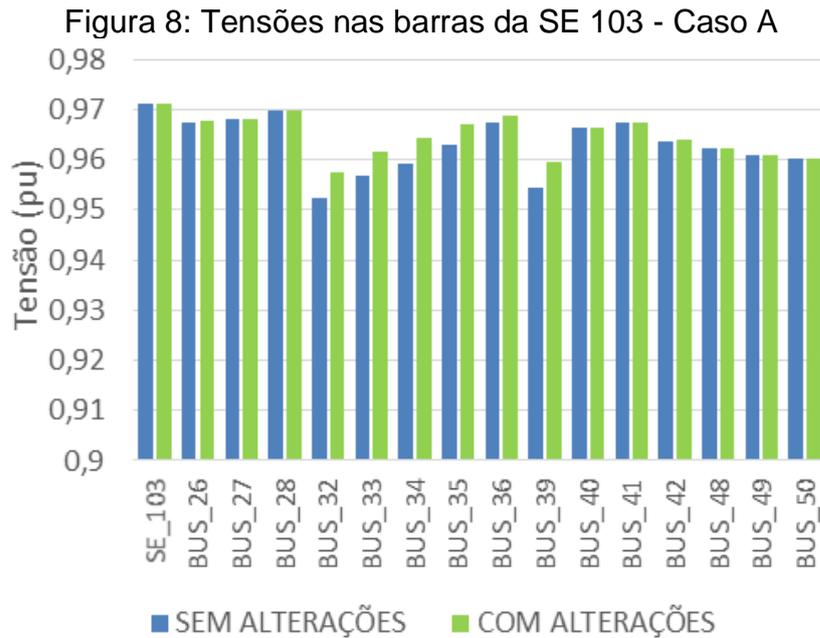
As adaptações dos condutores com corrente maior que a permitida, como na situação anterior, também ajustaram a maioria das tensões. Isto ocorre devido à diminuição das perdas, já que os novos condutores escolhidos têm menor resistência e reatância. Necessitou-se também dos bancos de capacitores para adequar alguns níveis de tensão. Assim, foram instalados bancos de capacitores trifásicos nas barras 30, 43 e 44. A potência dos bancos de capacitores instalados é de 900 kVar.

Figura 7: Tensões nas barras da SE 102 - Caso A



Fonte: [Do autor, 2018]

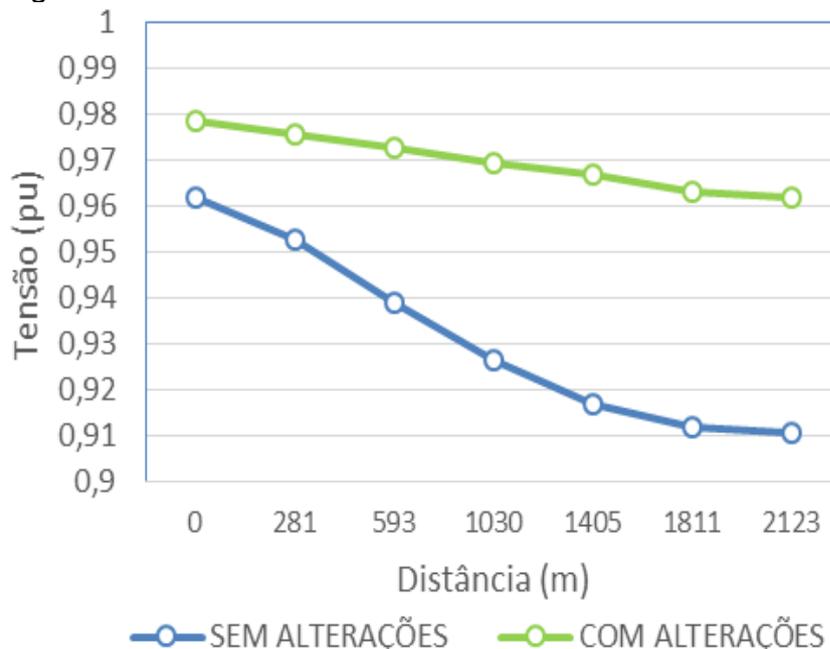
A Fig. 8 retrata os valores das tensões nas barras da SE 103. Diferentemente das outras duas subestações, a SE 103 demonstrou níveis de tensões adequados nas duas situações analisadas. No entanto, é perceptível o aumento das tensões nas barras ligadas pelos condutores redimensionados.



Fonte: [Do autor, 2018]

iii. Dentre as simulações realizadas, a maior queda de tensão encontra-se na rota para atender a demanda na barra 29. A diminuição da perda por efeito Joule na rota é visível entre a situação sem alterações e a pós-alterações. Os efeitos da queda de tensão podem ser observados na Fig. 9.

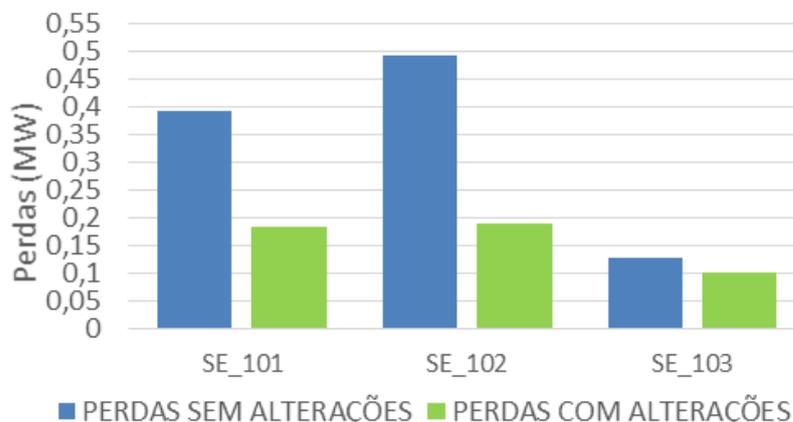
Figura 9: Curva tensão x distância da SE 102 até a barra 29



Fonte: [Do autor, 2018]

iv. O *OpenDSS* fornece os valores de perdas no sistema para cada simulação. Na Fig. 10 estão expostas as perdas ativas do cenário A para cada uma das SEs. Nota-se que ocorre uma diminuição considerável nas SEs 101 e 102.

Figura 10: Perdas totais nas SEs do cenário A

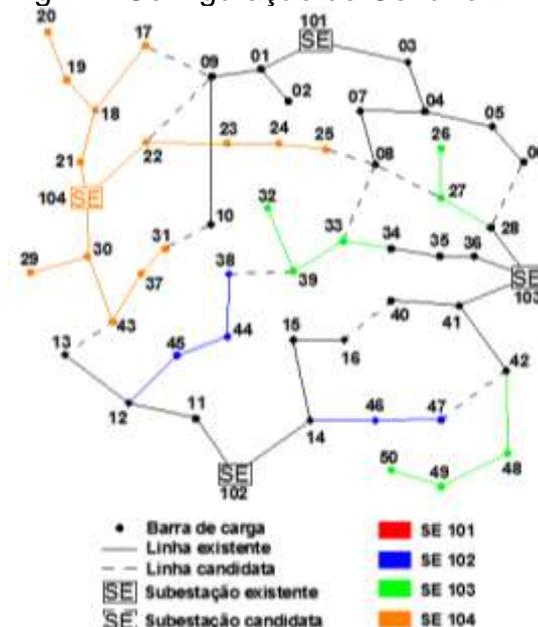


Fonte: [Do autor, 2018]

4.3 CENÁRIO B

Para o segundo cenário, considerou-se a construção da subestação candidata SE 104. A SE 101 permaneceu igual ao caso inicial e a SE 103 tem a mesma forma do abordado no cenário A. A Fig. 11 apresenta a configuração proposta para o cenário B.

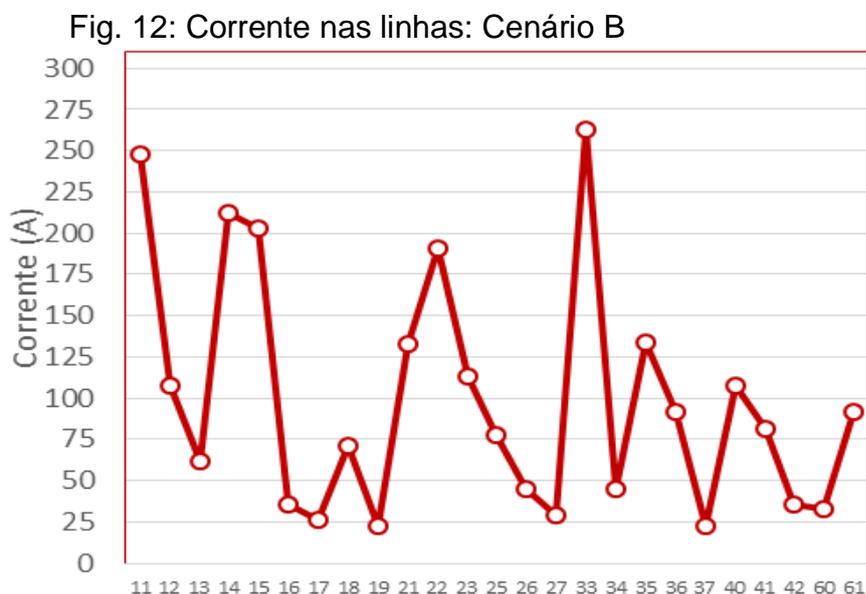
Fig. 11: Configuração do Cenário B



Fonte: [Do autor, 2018]

Inicialmente, considerou-se as linhas diretamente ligadas à nova SE sendo do tipo 2 e as demais linhas sendo do tipo 1.

i. Obtiveram-se os valores das correntes do cenário que estão dispostas na Fig. 12.



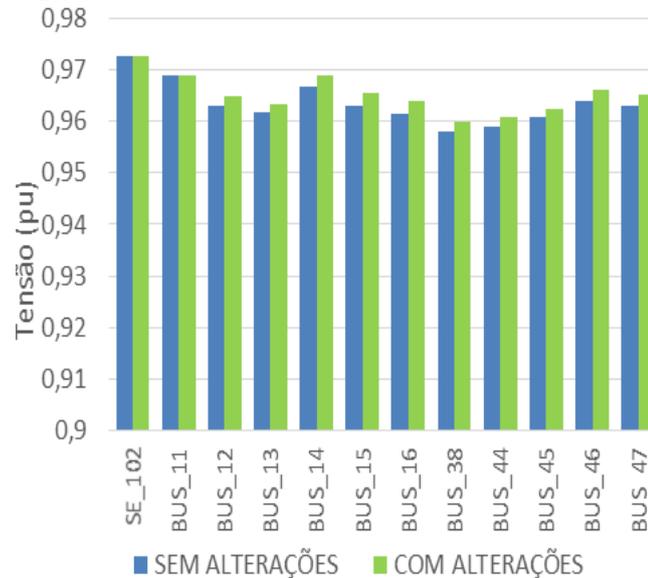
Fonte: [Do autor, 2018]

Com tais valores definiu-se os condutores a serem utilizados na nova subestação e em quais linhas da SE 102 era necessário um redimensionamento.

Definiu-se então para a SE 104: Linha 33 do tipo 3; Linhas 22 e 23 do tipo 2; e Linhas 17, 18, 19, 21, 25, 26, 27, 34, 35, 36 e 37 do tipo 1. Na SE 102 necessitou-se redimensionar a linha 11 do tipo 2 para o tipo 3 e a linha 15 do tipo 1 para o tipo 2.

ii.A Fig. 13 demonstra que não ocorreram transgressões de tensão nas barras da SE 102 em nenhuma das situações analisadas. Isso se deve ao fato de que o aumento de carga devido à expansão não ultrapassou a capacidade da SE e que as linhas não ficaram extensas.

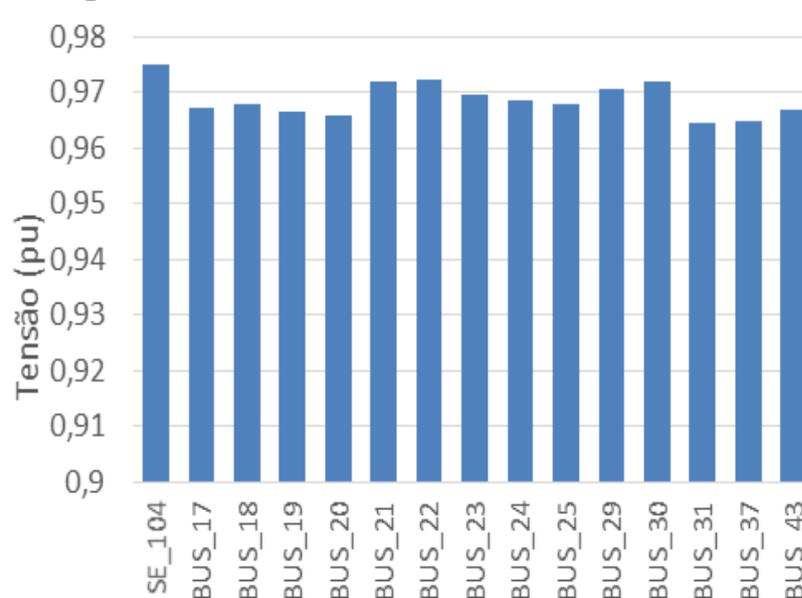
Fig. 13: Tensões nas barras da SE 102: Cenário B



Fonte: [Do autor, 2018]

A SE 104, após a definição dos condutores, mostrou-se adequada para atender as demandas das cargas definidas neste cenário. A Fig. 14 apresenta as tensões da nova SE.

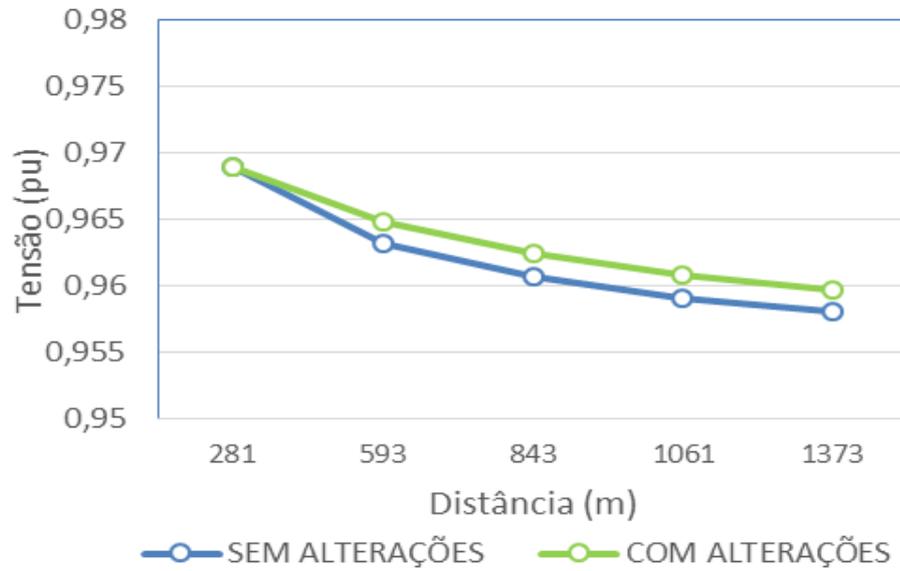
Fig. 14: Tensões nas barras da SE 104: Cenário B



Fonte: [Do autor, 2018]

iii.O cenário B não demonstrou valores significativos de queda de tensão, como observado na Fig. 15, mesmo antes das modificações os valores de tensões nas barras estavam dentro dos padrões definidos.

Fig. 15: Curva tensão x distância da SE 102 até a barra 38: Cenário B

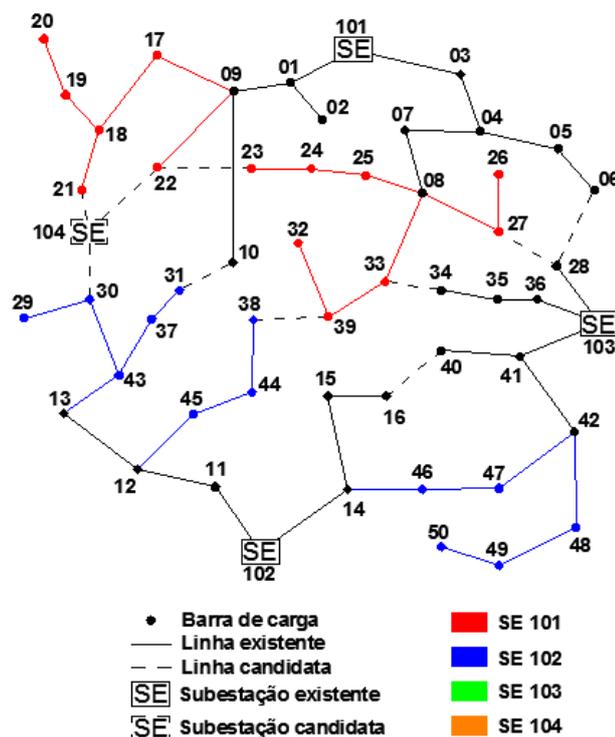


Fonte: [Do autor, 2018]

4.4 CENÁRIO C

No cenário C considerou-se apenas a expansão das subestações SE 101 e SE 102. A SE 103 permaneceu inalterada em relação ao caso base. A Fig. 16 retrata a configuração do cenário C.

Fig. 16: Configuração do Cenário C



Fonte: [Do autor, 2018]

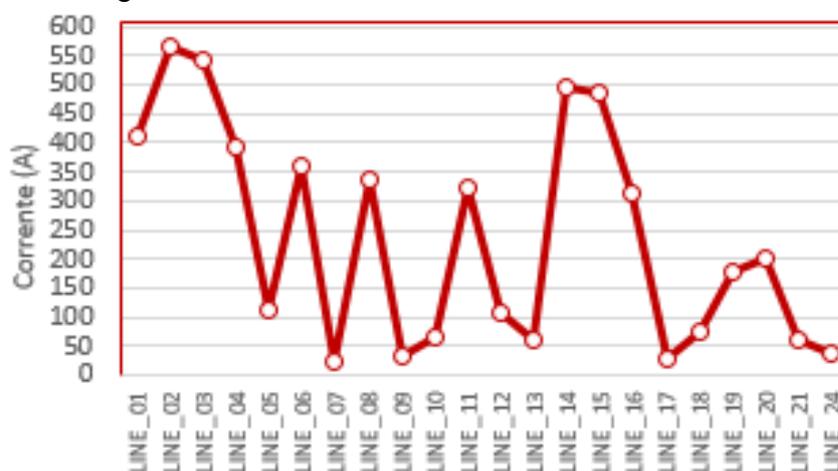
A demanda da barra 42 continua sendo atendida pela SE 103, enquanto o ponto é utilizado como rota para a SE 102 atender as barras 48, 49 e 50.

No primeiro momento, para realizar a simulação e obter as informações, caracterizaram-se as novas linhas do cenário C por condutores do Tipo 1.

Devido ao aumento de demanda, necessitou-se repotencializar as subestações. Aumentou-se a potência da SE 101 de 15MVA para 23,4MVA e da SE 102 de 15MVA para 19,6MVA.

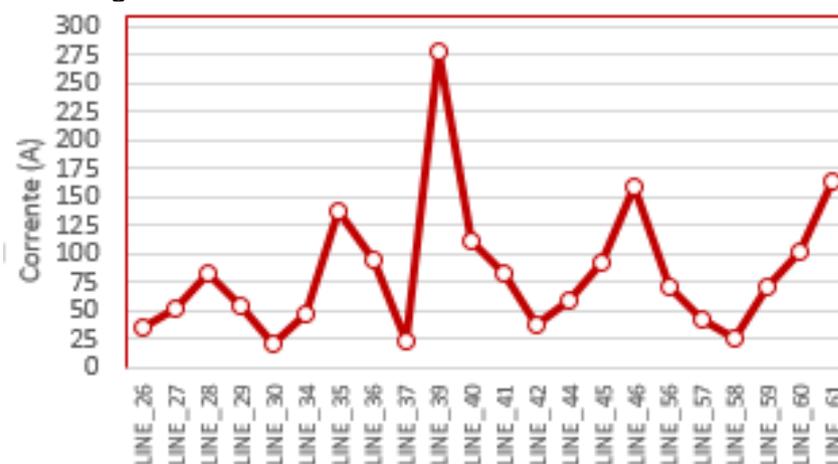
- i. Com a simulação do caso é possível verificar a corrente nas linhas para a definição dos condutores a serem utilizados, como podem ser observadas nas Fig. 17 e 18.

Fig. 17: Corrente nas linhas 01 até 24: Cenário C



Fonte: [Do autor, 2018]

Fig. 18 - Corrente nas linhas 26 até 61: Cenário C



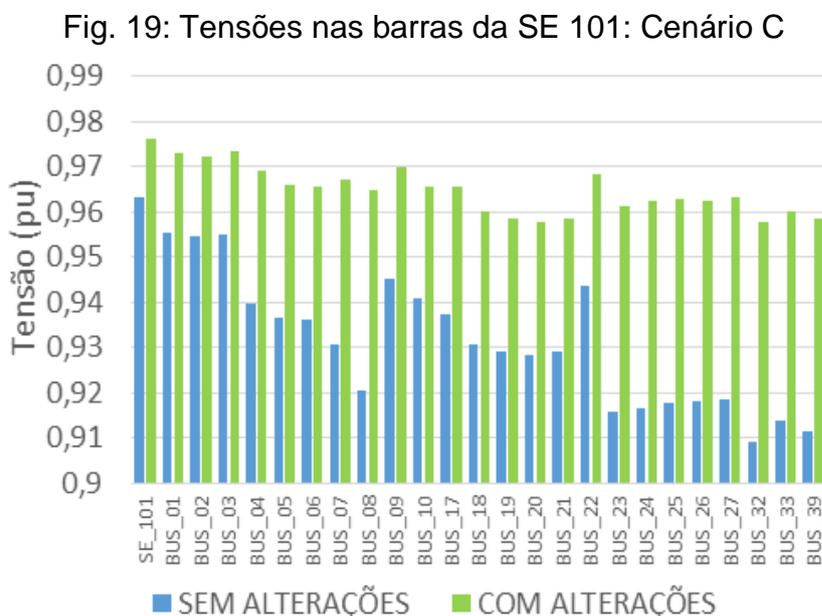
Fonte: [Do autor, 2018]

Os dados das correntes apontaram violações da corrente admissível em alguns trechos, desta forma fez-se necessário o redimensionamento das linhas em questão.

Na SE_101 modificou-se: a linha 01 do tipo 2 para o tipo 4, a linha 02 do tipo 2 para o tipo 4, a linha 03 do tipo 1 para o tipo 4, a linha 4 do tipo 1 para o tipo 4, a linha 6 do tipo 1 para o tipo 4, a linha 8 do tipo 1 para o tipo 4 e a linhas 20 de tipo 1 para o tipo 2.

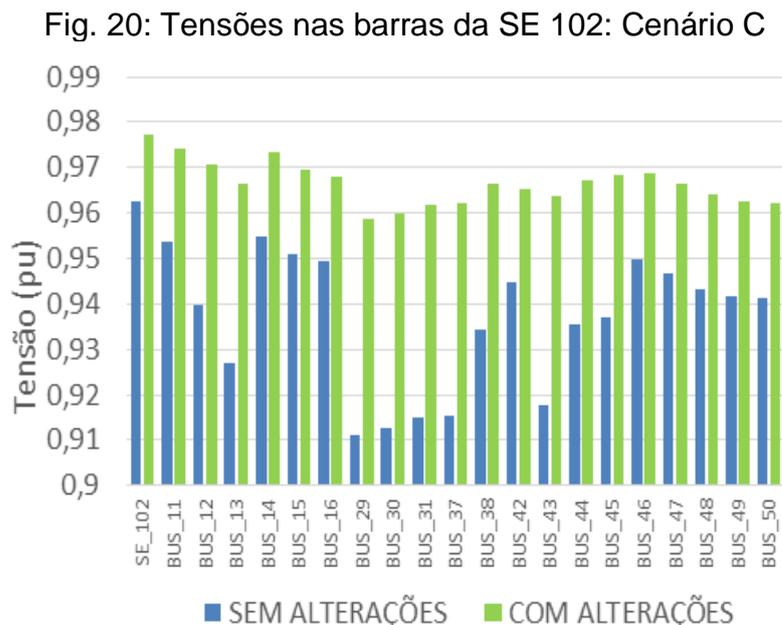
Na SE_102 alterou-se: a linha 11 do tipo 2 para o tipo 3, a linha 14 do tipo 2 para o tipo 4, a linha 15 do tipo 1 para o tipo 4 e as linhas 16 e 39 do tipo 1 para o tipo 3.

ii. Foi necessário instalar bancos de capacitores trifásicos nas barras 18, 24, 32 e 33. A potência dos bancos de capacitores instalados, respectivamente, é de 1200, 900, 1200 e 600 kVAr. A Fig. 19 apresenta os valores das tensões nas barras da SE 101.



Fonte: [Do autor, 2018]

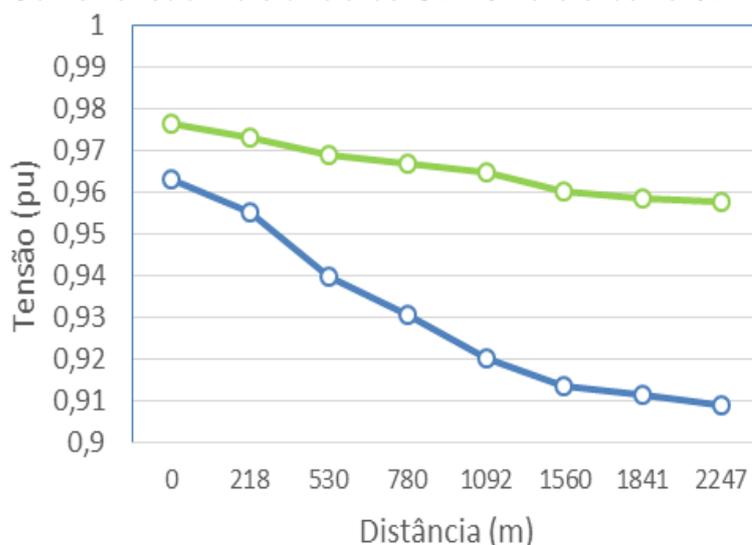
Foi necessário instalar bancos de capacitores trifásicos nas barras 30, 37, 44 e 48. A potência dos bancos de capacitores instalados, respectivamente, é de 1200, 600, 900 e 900 kVAr. A Fig. 20 expõe os valores das tensões nas barras da SE 102.



Fonte: [Do autor, 2018]

i. Dentre as simulações realizadas, a maior queda de tensão encontra-se na rota para atender a demanda na barra 32. Os efeitos da queda de tensão podem ser observados na Fig. 21.

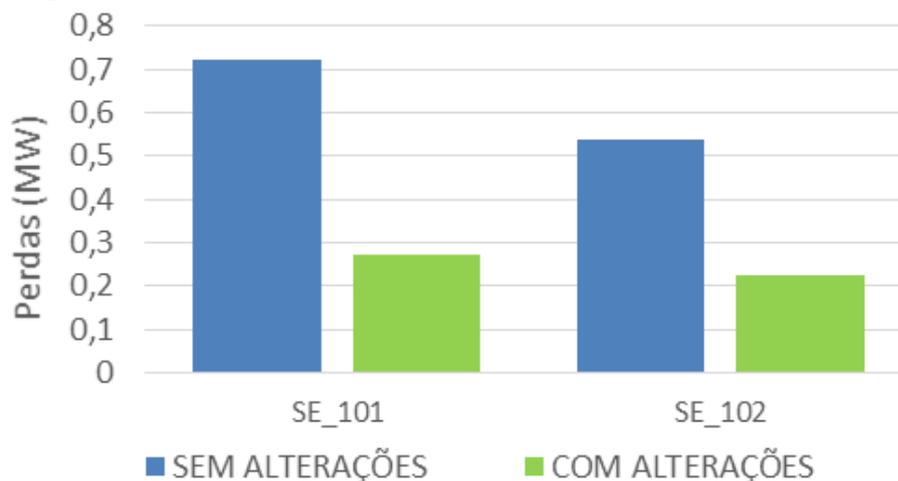
Fig. 21: Curva tensão x distância da SE 101 até a barra 32: Cenário C



Fonte: [Do autor, 2018]

ii. O *OpenDSS* fornece os valores de perdas no sistema para cada simulação. Na Fig. 22 estão expostas as perdas ativas do cenário C para cada uma das SE's. Nota-se que ocorre uma diminuição considerável nas SE's 101 e 102.

Fig. 22: Perdas nas SE's: Cenário C



Fonte: [Do autor, 2018]

CONCLUSÃO

O *OpenDSS* se mostrou uma ferramenta relevante no estudo de um sistema elétrico de potência, já que possibilita modelar a maioria dos sistemas. Foi possível representar o sistema IEEE 54 barras e simular o seu fluxo de potência. Notou-se que no caso inicial os valores de tensões nas barras estavam dentro dos padrões exigidos.

Com o aumento de demanda nos casos propostos, ocorreram transgressões nos níveis de tensões de algumas barras do sistema. Baseado nos dados fornecidos pela ferramenta computacional, gerou-se soluções que normalizaram as tensões de fornecimento do sistema nos cenários criados.

Em trabalhos futuros pode-se abordar o estudo de faltas no sistema, além de realizar-se uma análise econômica para definir qual dos cenários é o mais viável.

REFERENCIAS

[1] ABAIDE, Alzenira. **Desenvolvimento de Métodos e Algoritmos para Avaliação e Otimização da Confiabilidade em Redes de Distribuição**. Dissertação (Doutorado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Santa Maria, 2005.

[2] COSSI, Antônio. **Planejamento de redes de distribuição de energia elétrica de média e baixa tensão**. Dissertação (Doutorado em Engenharia Elétrica). Universidade Estadual Paulista. São Paulo, 2008.



[3] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA -ANEEL. **Módulo 8 – Qualidade de Energia Elétrica**. Disponível em: <<https://goo.gl/qmmnZv>>. Acesso em: 5 jan. 2018.

[4] OLIVEIRA, Marina. **Planejamento integrado da expansão de sistemas de distribuição de energia elétrica**. Dissertação (Doutorado em Engenharia Elétrica). Universidade Estadual de Campinas. Campinas, 2010.

[5] KAGAN, Nelson. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. São Paulo: Blucher, 2015.

[6] MONTICELLI, Alcir. **Introdução a sistemas de energia elétrica**. Campinas, SP: Editora da Unicamp, 2003.

[7] T. Gönen. **Electric power distribution systems engineering**. McGraw-Hill, New York, 1986.

[8] R. H. Fletcher e K. Strunz. **Optimal distribution system horizon planning-part i: formulation**. IEEE Transactions on Power Systems, 22(2):791–799, May 2007.

[9] BERNARDON, Daniel P. **Sistemas de distribuição no contexto das redes elétricas inteligentes: uma abordagem para reconfiguração de redes**. Santa Maria: AGEPOC, 2015.

[10] ALDABÓ, Ricardo. **Qualidade na Energia Elétrica**. São Paulo: Artliber Editora, 2001.

[11] USIDA, Wesley F. **Controle Fuzzy para melhoria do perfil de tensão em sistemas de distribuição de energia elétrica**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade de São Paulo. São Carlos, 2007.

[12] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA -ANEEL. **0057/2014: Aprimoramento da metodologia de cálculo de perdas na distribuição regulamentada no Módulo 7 – Cálculo de perdas na distribuição do PRODIST**. Rio de Janeiro, 2014.

[13] ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE (EPRI). **Smart Grid Resource Center. OPENDSS**. Califórnia, 2008. Disponível em: <<http://smartgrid.epri.com/SimulationTool.aspx>>. Acesso em: 04 jan. 2018.



- [14] DUGAN, R. C. **Reference Guide: The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)**. Electric Power Research Institute, Revision 7, Dezembro 2009.
- [15] MACHADO SANTOS, Moises. **Planejamento da expansão de sistemas elétricos de distribuição considerando a tarifação da transmissão e aspectos de confiabilidade**. Dissertação (Doutorado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Santa Maria, 2017.