

Grupo de Estudo de Sistemas de Distribuição-GDI

Utilização da Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD) para Modelagem da Rede de Distribuição Visando uma Ferramenta de Análise Off-line em Redes Elétricas Inteligentes

FELIPE JOSÉ LACHOVICZ(1); GÉSSICA MICHELLE DOS SANTOS PEREIRA(2); ALAN NAOTO TABATA(3);
CAROLINA CORRÊA DURCE(4); CRESENCIO SILVIO SEGURA SALAS(5); FRANKLIN LOPES KLOCK(6);
FILIPE PEREZ(7);
LACTEC(1);LACTEC(2);LACTEC(3);LACTEC(4);LACTEC(5);COCEL(6);LACTEC(7);

RESUMO

Este trabalho apresenta uma metodologia de modelagem elétrica de redes de distribuição (RD) reais cujos dados estejam na Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD), permitindo a demarcação espacial da RD de interesse. Pelo lado da demanda são apresentadas duas propostas de caracterização das cargas quase-dinâmicas com base em curvas típicas de demanda dos consumidores. O formato de dados e curvas de carga são os mesmos utilizados pelas distribuidoras e ANEEL. Resultados demonstram que esta ferramenta off-line lida com a BDGD de maneira padronizada com representação fiel das RDs, viabilizando estudos de tecnologias Smart Grid nas RDs.

PALAVRAS-CHAVE

Base de Dados Geográfica da Distribuidora, Modelagem de Redes de Distribuição, Modelagem de Carga, Algoritmos Genéticos, GridLAB-D™

1.0 - INTRODUÇÃO

As diversas evoluções pelas quais o setor elétrico brasileiro vem passando têm contribuído para o aumento da complexidade no âmbito da operação e do planejamento dos sistemas de geração, transmissão e distribuição. Neste sentido, é iminente a necessidade de revisar não apenas os métodos de análise de sistemas elétricos como também as ferramentas de modelagem da rede de distribuição (RD). O sistema de transmissão (ST) é historicamente representado de maneira monofásica, modelado considerando que o sistema trifásico é balanceado. A representação da RD, por sua vez, deve ser trifásica devido à sua operação desbalanceada, por consequência do desequilíbrio de carga entre as fases e à presença simultânea de ramais e cargas trifásicas, bifásicas e monofásicas (1). Mesmo havendo esforços por parte das concessionárias em distribuir as cargas de forma balanceada, o comportamento dos consumidores não é coordenado para contribuir com o balanceamento do estado do sistema entre as fases (2).

Embora os STs e as RDs possuam particularidades distintas, na literatura é comum encontrar modelos de RDs baseadas em premissas utilizadas para caracterizar STs, o que não representa fielmente o comportamento das RDs. Outro obstáculo relacionado à modelagem de RDs é que, apesar da existência de sistemas testes, obter dados representativos de redes reais e com o referente detalhamento desejado é um grande desafio. No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) regulamenta a disponibilização anual por parte das distribuidoras da Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD) de sua área de concessão de acordo com as orientações dispostas nos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) (3).

Certamente, a complexidade das RDs aumenta à medida que se tornam redes ativas, ou seja, incluam a geração de energia, ao mesmo tempo que o consumidor tende a ser empoderado para decidir seu papel no contexto das

redes elétricas inteligentes e do internet das coisas. Entretanto, ainda na realidade atual, desafios não totalmente resolvidos estão dados na representação precisa dos diversos controles da RD, seja de tensão e do fator de potência, de integração com os sistemas de subtransmissão e transmissão, nas plataformas de estudo. Ainda, para uma análise elétrica detalhada da RD é necessária caracterização das cargas, em relação a sua resposta frente às variações de frequência e tensão, bem como no comportamento temporal, chamado de quase-dinâmico.

Recentemente, novas plataformas de simulação para subsidiar estudos de modernização das RDs tem surgido. Nesse contexto, a *Pacific Northwest National Laboratory* (PNNL) desenvolveu um *software* para estudo das funcionalidades do conceito *Smart Grid*, conhecido como GridLAB-D™. Esse *software* permite representação trifásica e detalhada da RD em termos elétricos e estruturais, modelos de cargas convencionais e baseados na interação com variáveis físicas e climáticas, inserção de baterias e geradores de fontes convencionais e renováveis, assim como soluções no estado quase-dinâmico, entre outros, que permite a análise de resultados dos estudos elétricos por fase (4), (5), (6). Mesmo assim, atualmente ainda se evidencia a necessidade de estudar algumas lacunas na modelagem das RDs e, paralelamente, na utilização de uma base de dados de rede, comum para as distribuidoras, que permita reduzir o tempo de implantação de metodologias de estudo visando análise das funcionalidades atuais e futuras ligadas ao conceito *Smart Grid*.

Assim, este trabalho tem por objetivo apresentar uma ferramenta de análise off-line composta dos dados geoeletricos da RD contidos na BDGD, utilizando o GridLAB-D™ que modela e integra diversos componentes da RD em um sistema não linear para resolver o fluxo de carga via baseado no método de Newton-Raphson (7). A modelagem da carga, último componente da ferramenta, permite a simulação de diferentes pontos de operação do sistema ao longo do dia, pertinente para estudos envolvendo fontes renováveis ou para estudar a resposta à demanda nas RDs. Existem muitas maneiras para estimar o comportamento das unidades consumidoras (UCs), como por exemplo a alocação de curva de carga em transformadores de distribuição através de ferramentas estatísticas (8), (9), (10) heurísticas (11), ou através de técnicas de Inteligência Artificial (12). Neste trabalho, são apresentadas duas metodologias para modelagem de carga baseada em demanda a partir do cadastro estático de consumo/demanda da BDGD e de curvas típicas de demanda de UCs locais.

Os esforços aplicados no desenvolvimento desta ferramenta off-line garantem análises mais confiáveis de redes reais de distribuição, uma vez que possibilita a modelagem de dados reais das concessionárias ao invés da utilização de sistemas testes, e também viabiliza estudos de diferentes funcionalidades *Smart Grid*, pois representa as características críticas das RDs causadas pelo desbalanceamento que influenciam diretamente na performance de funcionalidades de interface direta com o consumidor, tal qual a aplicação desenvolvida no projeto P&D da qual a ferramenta faz parte.

A ferramenta de análise off-line proposta foi desenvolvida em MATLAB como produto parcial do projeto de P&D ANEEL intitulado “Plataforma Experimental de Automação de Alimentadores de Distribuição da Cotel”, que visa dar suporte à tomada de decisão da operação em tempo real para otimização da reconfiguração da RD ou para reestabelecimento da mesma em casos eventuais de faltas. Neste caso a simulação off-line é utilizada na reconfiguração de alimentadores para produzir o caso base e também para a obtenção de modelos equivalentes da RD para o modo real-time. Desta forma, a metodologia proposta aqui é a base para futuras implementações de soluções *Smart Grid* como controle Volt-Var, gerenciamento da carga e estudos de segurança, Integração de renováveis e armazenamento, funções avançadas de *self healing*, interoperabilidade com o ST, entre outros.

2.0 - DEFINIÇÃO E REGULAMETAÇÃO DA BDGD

Em 2008, a ANEEL aprovou a primeira versão do PRODIST, trazendo as primeiras obrigatoriedades das distribuidoras referentes à implantação de um Sistema de Informação Geográfica (SIG) com parâmetros elétricos, estruturais e de topologia dos sistemas de distribuição de alta, média e baixa tensão e informações dos consumidores. A obrigatoriedade do envio destas informações pelas distribuidoras a ANEEL é fixada em 31 de janeiro de cada ano com os dados referenciados em 31 de dezembro do ano anterior. Com o intuito de padronizar a forma de envio das informações, a ANEEL estabeleceu formato, estruturação e vinculação dos dados, além do conteúdo a ser considerado. A este conjunto de padrões, informações e dados foi dado o nome de Base de Dados Geográfica da Distribuidora, ou simplesmente, BDGD.

No modo regulatório (SIG-R) é possível a análise de armazenamento e extrações de informações técnicas/geográficas, sendo composto pela BDGD e pelo dicionário de Dados da ANEEL. A estrutura da BDGD é dividida entre Entidades Geográficas e Entidades Não Geográficas, cada uma composta por um conjunto de campos que contêm os atributos de cada entidade. O primeiro grupo possui representação geográfica (ponto, linha ou polígonos), por exemplo, subestações, pontos notáveis e UCs. O segundo grupo é formado por elemento que se correlacionam com as outras entidades, por exemplo, equipamentos, ramais de ligação e barramentos. As Entidades Não Geográficas abordam informações referentes ao agrupamento dos tipos de condutores presentes no sistema, indicadores gerenciais de qualidade de energia, valores de energia registrada no sistema da distribuidora, informações referentes a perdas técnicas e não técnicas, etc. Fica assim evidenciado a complexidade e o tamanho desta base de dados, o que justifica a necessidade de procedimentos e tratamento dos dados em questão.

A concessionária de energia realiza essa entrega em arquivo digital, mediante suas justificativas de utilização e acordos para aplicação. O formato de entrega dos arquivos é feito no formato *shapefile* (extensão .shp), amplamente aceito por *softwares* de código aberto que permitem o tratamento de dados e exibição gráfica das informações da BDGD. Este arquivo é referido em camadas de vetores com informações georreferenciadas, armazenando a posição global dos atributos, juntamente com suas coordenadas geográficas, o que gera uma precisão de imagem de poucos metros. O arquivo referente às entidades não geográficas é entregue no formato *dBase* (extensão .dbf). Este formato contém as atribuições tanto de entidades geográficas como entidades não geográficas.

A BDGD apresenta constante evolução no que tange aos critérios de cadastro das entidades e dos campos de informações necessários para o detalhamento de cada entidade. Atualmente a BDGD é regida pelo Módulo 10 do PRODIST (3), entretanto, a versão utilizada neste trabalho se trata da revisão 11 do módulo 6 do PRODIST (13).

3.0 - PROCESSO DE TRATAMENTO E FILTRAGEM DE DADOS (TFD)

Para a realização dos estudos elétricos utilizando a BDGD é necessário que os dados da RD estejam devidamente cadastrados no sistema da concessionária, indicando os corretos vínculos entre os elementos da rede. Entretanto, a dificuldade na utilização da versão da BDGD utilizada neste trabalho (módulo 6 do PRODIST) está na falta de vínculos suficientes entre as entidades, bem como, algumas inconsistências de cadastros que devem ser corrigidas para garantir a execução dos estudos elétricos. Tais criações de vínculos e correções de inconsistências são realizados nesta etapa, chamada de tratamento e filtragem dos dados (TFD).

A BDGD entregue pela concessionária normalmente contém o cadastro de todos os ativos da mesma, sendo assim, é necessária a aplicação de um processo de TFD para delimitar a região de interesse de estudo com auxílio de um SIG. Sendo utilizado o *software* livre de código aberto QGIS, onde é possível realizar o tratamento de dados, geração de mapas e seleção da região de interesse. Cabe salientar que os procedimentos descritos neste trabalho não são a única maneira de definir a região de interesse de estudo. Como exemplo disso, em (14) é apresentado a primeira versão de TDF de forma uma pouco mais complexa do que a apresentada neste trabalho.

A Figura 1 apresenta um exemplo de uma porção da BDGD da concessionária COCEL (Companhia Campolarguense de Energia) contendo três alimentadores de interesse para o desenvolvimento do projeto de P&D ANEEL. Com base nesses alimentadores, o processo da modelagem da BDGD será exemplificado para o alimentador de código AL-02.

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

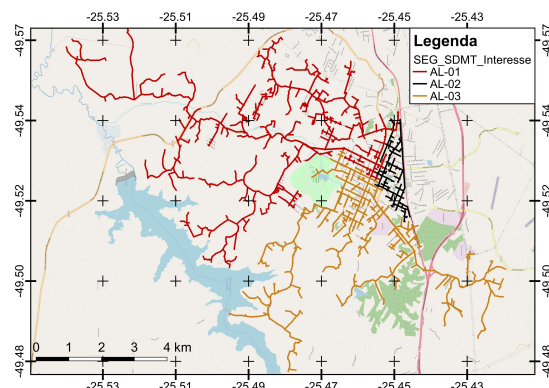


Figura 1 – Alimentadores da COCEL de interesse extraídos da BDGD

A principal deficiência da versão da BDGD utilizada é a falta de identificação do alimentador a que cada entidade pertence. A única entidade que contém esta informação é o segmento de MT (entidade SEG_SDMT), presente no campo “ALIM” desta entidade. Sendo assim, o primeiro passo do TFD é identificar os segmentos MT que pertencem ao alimentador de interesse, nesse caso, o AL-02.

O QGIS contém uma série de ferramentas para auxiliar neste processo. A forma mais eficiente consiste em selecionar os segmentos MT utilizando uma expressão de seleção (“ALIM”=‘AL-02’). Assim, as entidades selecionadas são salvas em um novo arquivo de interesse, conforme apresenta a Figura 2 - (a). Na sequência, são identificados os pontos notáveis (entidade PON_NOT) que fazem parte do alimentador AL-02 em MT. Neste caso, a identificação pode ser feita por meio de um cruzamento de dados com as informações cadastradas nos campos “PN_CON_1” e “PN_CON_2” da entidade SEG_SDMT e o campo “COD_ID” da entidade PON_NOT. Para isso, é realizada a união de campos por tabela dessas entidades adicionando o campo “ALIM” na entidade PON_NOT, o que permite selecionar os pontos notáveis de interesse semelhante aos segmentos de MT, conforme apresenta a Figura 2 - (b).

Com os pontos notáveis identificados, é possível identificar os equipamentos que esta rede possui, que estão divididos em: transformadores de distribuição (entidade UNI_TRA_D), chaves seccionadoras (entidade UNI_SEC_PRI), reguladores de tensão (entidade UNI_REG_PRI) e bancos de capacitores (entidade UNI_CAP_PRI). Apesar de existirem campos previstos para estes equipamentos na entidade SEG_SDMT, estes campos são de preenchimento opcional, o que não garante a correta identificação. O QGIS contém uma ferramenta de gerenciamento de dados que permite unir campos entre duas entidades pela localização geográfica, possibilitando selecionar os equipamentos que intersectam os pontos notáveis do AL-02. Para todos os equipamentos é necessário adicionar o campo “COD_ID” e “ALIM” da entidade PON_NOT para vincular o equipamento ao ponto notável de conexão e ao alimentador de interesse. A Figura 2 - (c) apresenta a seleção da entidade UNI_TRA_D.

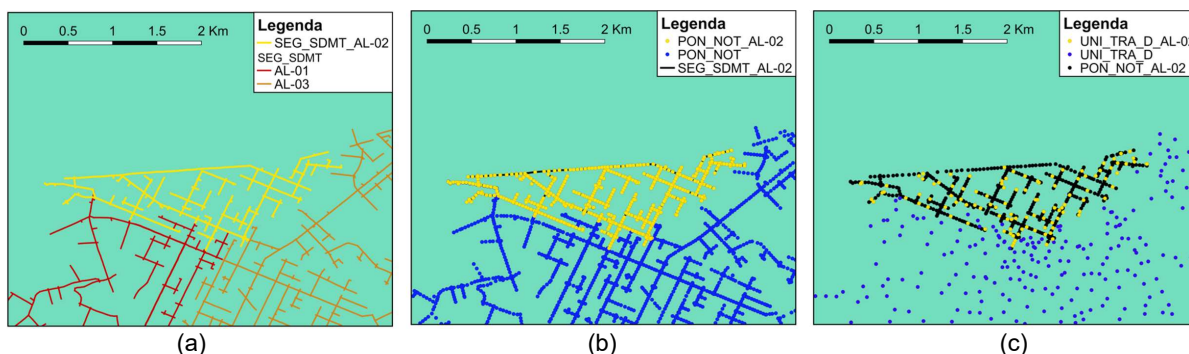


Figura 2 – Exemplo da aplicação do processo TFD para identificação do alimentador AL-02.

Para finalizar a identificação em nível de MT, resta apenas obter as UCs de MT (entidade UC_MT), realizada com o mesmo procedimento aplicado para selecionar os pontos notáveis, utilizando o campo "PN_CON" ou "SDMT_CON" da entidade UC_MT para cruzar com o campo "COD_ID" da entidade PON_NOT ou SEG_SDMT, respectivamente.

O processo de TFD continua para o nível de BT com intuito de identificar segmentos de BT (entidade SEG_SDBT), pontos notáveis de BT (entidade PON_NOT), ramais de ligação (entidade RAM_LIG) e UCs de BT (entidade UC_BT). Não existe nenhum procedimento novo para identificação destas entidades, sendo utilizados os procedimentos já descritos anteriormente. Entretanto, deve-se criar os vínculos para a identificação das entidades de BT, mantendo os campos "ALIM" (adicionado) e "UNI_TR_D" (existente) presentes em SEG_SDBT para as entidades posteriores. A entidade SEG_SDBT de interesse é obtida utilizando a união de campos por tabela entre o campo "UNI_TR_D" com o campo "COD_ID" da entidade UNI_TRA_D.

Apesar do TFD apresentar como saída o detalhamento do alimentador de interesse, neste exemplo com o AL-02, ainda não é possível realizar simulações para estudos elétricos por dois motivos. Primeiro, não existem na BDGD informações elétricas suficientes de condutores e transformadores, espaçamento entre as fases, características operativas de reguladores de tensão e banco de capacitores, importantes para a modelagem da rede, (1), sendo que estas informações complementares podem ser encontradas, por exemplo, em catálogo de fabricantes, em normas técnicas da concessionária ou diretamente com a concessionária. Segundo, as análises de inconsistências devem ser mantidas em paralelo para que haja uma completude do estudo, como, por exemplo, a comum ocorrência de falhas em cadastros das entidades fazendo com que ocorra a incompatibilidade de fases ao longo do alimentador e até mesmo a presença de trechos ilhados, que deverão ser identificados e corrigidos manualmente. Portanto, o trabalho paralelo de correções manuais tem papel fundamental na qualidade da análise, bem como a sensibilidade de escolhas e descon siderações de entidades e capacidade de criação de métodos para contornar tais problemas.

4.0 - METODOLOGIAS PARA MODELAGEM DE CARGA BASEADA EM DEMANDA COM A BDGD

A BDGD apresenta um histórico estático de doze períodos de consumo (kWh) de UCs de BT e MT e doze períodos de demanda (kW) de UCs de MT, que permite a aplicação de modelagens de carga simplistas. Entretanto, uma das principais diferenças dos estudos voltados para redes elétricas inteligentes consiste em utilizar as cargas do sistema modeladas de forma quase-dinâmica, com intervalos de, ao menos, 1 hora entre os pontos. No contexto atual, sem a presença de medidores inteligentes massivamente instalados, para possibilitar essa migração de carga estática para carga quase-dinâmica é necessário que a concessionária forneça curvas típicas dos consumidores por classe de consumo (residencial, rural, comercial, entre outros) e por faixas de consumo e/ou demanda.

No caso da COCEL, uma campanha de medição e caracterização de carga foi feita considerando uma amostra de consumidores e transformadores da região, resultando em uma base de dados de curvas típicas fundamentais para a modelagem de carga da BDGD. Devido à quantidade de curvas típicas distintas obtidas com a campanha, são apresentados neste trabalho duas abordagens para a modelagem de carga que serão comparadas entre si. A primeira metodologia é denominada de alocação heurística de faixa de consumo (MAHFC) e a segunda metodologia é denominada de alocação por Algoritmos Genéticos (MAAG).

4.1 Metodologia de Alocação Heurística de Faixa de Consumo

O objetivo da MAHFC consiste em alocar as curvas típicas da campanha de medição, coletadas na amostra de UCs, diretamente nas UCs cadastradas na BDGD da RD de interesse, considerando a classe de consumo, a média anual das medições de consumo (para consumidores de BT) e demanda (para consumidores de MT), obtendo uma curva típica agregada em cada transformador da RD a partir do somatório das curvas alocadas por fase em cada UC. Os dados de entrada necessários para a MAHFC são provenientes da BDGD e da campanha de medição e caracterização de carga realizada pela concessionária, conforme o módulo 2 do PRODIST (15).

Da BDGD esses dados são as entidades UC_BT e UC_MT e consistem em: campo "COD_ID" com o número de identificação das UCs de MT e de BT, campos "DEM_01" a "DEM_12" com a demanda mensal contratada das UCs MT em kW, campos "ENE_01" a "ENE_12" com o consumo mensal das UCs BT em kWh, campo "CLASS_SUB" com a classe de consumo das UCs BT, campo "FAS_CON" com a identificação das fases de

conexão das UCs de MT e de BT, campo adicionado “UNI_TR_D” com a identificação do transformador de distribuição associado às UCs BT e campo adicionado “ALIM” com o alimentador associado às UCs de BT e de MT.

Finalmente, os dados necessários da campanha de medição e caracterização da carga são: curvas típicas das UCs de MT estratificadas por faixas de demanda e curvas típicas de UCs de BT estratificadas por faixas de consumo e classe de consumo, ambas cada hora de um dia típico e em pu, considerando o ponto máximo da curva em 1 pu.

Para alocar as curvas típicas nas UCs de MT, primeiro deve-se encontrar a demanda máxima (DEM_MAX) registrada na BDGD e, de posse desse valor, associá-la em uma das faixas de demanda estratificada conforme estabelece (15). Semelhantemente, para alocar as curvas típicas nas UCs BT, primeiro identifica-se na BDGD qual a sua classe de consumo, seguido do cálculo consumo médio (CON_MED), excluindo as leituras nulas. As classes de poder público e consumo próprio estão caracterizadas em (15) como classe de consumo comercial.

O cálculo das curvas de cargas das UCs de BT e MT deve ser efetuado para cada fase das UCs conforme a informação do campo FAS_CON (CP_MT_A, CP_MT_B, CP_MT_C, CP_BT_A, CP_BT_B e CP_BT_C). Como o ponto máximo das curvas típicas é 1 pu, então para o cálculo das curvas de carga em kW deve-se multiplicar os valores das curvas típicas encontradas pelo valor da demanda máxima. O valor da demanda máxima das UCs MT já foi obtido no passo anterior da metodologia. Contudo, a demanda máxima das UCs BT deve ser calculada a partir do valor do consumo máximo registrado no intervalo de campos “ENE_01” a “ENE_12”, dividido pelo valor médio de horas no mês (30 dias por 24 horas). No caso de cargas desbalanceadas, a curva da fase faltante recebe valor nulo.

Com as curvas típicas alocadas nas UCs, é possível inferir as curvas de carga dos transformadores (CP_TRAFO_A, CP_TRAFO_B e CP_TRAFO_C), sem considerar as perdas, a partir do somatório condicional das curvas de carga das UCs BT, fazendo uso da identificação dos transformadores com o campo adicionado “UNI_TR_D” associada à cada UC BT. A Eq.1 exemplifica este processo para a fase A, similar ao apresentado em (11):

$$C P_{TRAFOA} = \sum_{i=1}^{nUC} C P_{BT_A}^i \quad \text{Eq. 1}$$

Sendo que $C P_{TRAFOA}$ representa o vetor com a curva de carga da fase A do transformador de distribuição em kW, $C P_{BT_A}^i$ representa o vetor com a curva de carga da fase A da UCs de BT i em kW e nUC representa a quantidade de UCs de BT atendidas pelo transformador.

4.2 Metodologia de Alocação por AG

A MAAG busca alocar as curvas típicas da campanha de medição, coletadas na amostra de transformadores, diretamente em cada transformador cadastrados na BDGD da RD de interesse, utilizando AG. Para definir a melhor alocação de curva típica nos transformadores é utilizado como referência as medições de corrente por fase na saída do alimentador, que são confrontadas com o valor de corrente obtido por meio de simulação de fluxo de potência para cada combinação de alocação resultante dos AG com intuito de minimizar a diferença horária.

A técnica AG é um processo evolutivo baseado na teoria de seleção natural (16). Em termos gerais, para o funcionamento do AG é necessário definir a codificação do indivíduo, a função de avaliação *fitness* e a parametrização dos atributos do AG. Para esse problema de alocação de curva típica nos transformadores de distribuição, o indivíduo foi modelado no tipo *bitstring* e sua dimensão depende da quantidade de curvas típicas disponíveis por tipo de perímetro do transformador (urbano, rural e UC de MT) e da quantidade de transformadores no sistema que receberão a alocação. Ou seja, cada transformador possui uma quantidade de *bits* conforme seu período, que decodificados representam uma curva típica. Vale destacar que a dimensão do vetor de *bits* depende da quantidade de curvas típicas existente no estudo.

A função *fitness* é baseada na função objetivo do trabalho de (10) com algumas adaptações. Basicamente, esta função consiste na média da diferença quadrática entre a corrente medida na saída do alimentador e a corrente calculada pelo fluxo de potência com as curvas típicas alocadas, conforme a Eq.2:

$$fitness = \sum_{i=1}^{np} \frac{(I_{\mathcal{R}f_i} - I_{calci})^2}{np} \quad \text{Eq. 2}$$

Sendo que $I_{\mathcal{R}f_i}$ representa a corrente medida na saída do alimentador para o ponto i , I_{calci} representa a corrente calculada por fluxo de potência com as curvas típicas alocadas para o ponto i e np representa a quantidade de pontos que contém a curva típica, em geral 24 pontos. O expoente quadrático é necessário para evitar valores negativos na função, o que atrapalharia no processo de minimização.

Por fim, é necessário conhecer o perímetro de atendimento de cada transformador de distribuição que receberá a alocação, sendo TU para transformador urbano, TR para transformador rural, MT para transformador de UC de MT e ND caso o transformador não tenha seu perímetro identificado, o que resultará na possibilidade de alocação de qualquer curva de todos os perímetros. Esse processo de alocação é realizado individualmente para todas as fases de conexão do transformador, sendo necessária, também, a medição de referência por fase na saída do alimentador.

O AG aplicado nesta metodologia foi configurado para rodar 1.000 gerações com 200 indivíduos com codificação binária cada, utilizando operador de seleção do tipo torneio com 10 indivíduos, 2 pontos de corte de cruzamento com taxa de 0,9, mutação do tipo gaussiana com 0,9 de taxa e 1 de encolhimento, elitismo de 40 indivíduos.

5.0 - RESULTADOS

Todas as simulações de fluxo de potência deste trabalho foram realizadas utilizando o *software* GridLAB-D™. Apesar da identificação do processo de TFD abranger toda a rede em BT, a modelagem do alimentador de MT nos estudos restringiu-se até a barra do secundário do transformador de distribuição, utilizando as curvas de carga alocadas para cada barra de carga. A conversão dos dados tabelados da BDGD em arquivos de execução do GridLAB-D™ e o pré-processamento dos dados é feita por meio de *scripts* em MATLAB, de maneira a verificar por problemas de inconsistência como pontos notáveis não cadastrados e a existência de ilhas no sistema.

O alimentador AL-02 é um alimentador urbano curto com 15,7 km, que apresenta 585 pontos notáveis de MT, 586 segmentos de MT, 109 transformadores de distribuição, 17 UCs de MT e 2.230 UCs de BT. A MAHFC e a MAAG foram aplicadas para o AL-02 com o objetivo de avaliar comparativamente os resultados de cada abordagem. Para ambas as metodologias o sistema foi simulado considerado 3.007,26 kVA de carga trifásica com fator de potência de 0,92 indutivo, estratificadas em 1.020,86 kVA para a fase A, 1.029,06 kVA para a fase B e 957,34 kVA para a fase C. Para a MAHFC foram utilizadas 5 curvas típicas para UCs de MT e 21 curvas para UCs de BT (5 para classe residencial e 4 para a classe rural, industrial, comercial e serviço público e, para a MAAG, foram utilizadas 15 curvas típicas para transformadores de UCs de MT e 9 para transformadores urbanos.

As médias horárias das medições do módulo da corrente fornecidas da saída do alimentador AL-02 em campo foram utilizadas como referência do perfil de carga do alimentador para comparar os resultados das metodologias. A Figura 3 apresenta o resultado para cada fase do alimentador. Percebe-se que, embora a curva resultante seja similar com a de referência, exceto a hora 8, a MAHFC apresentou valores de corrente menores em relação à curva de referência.

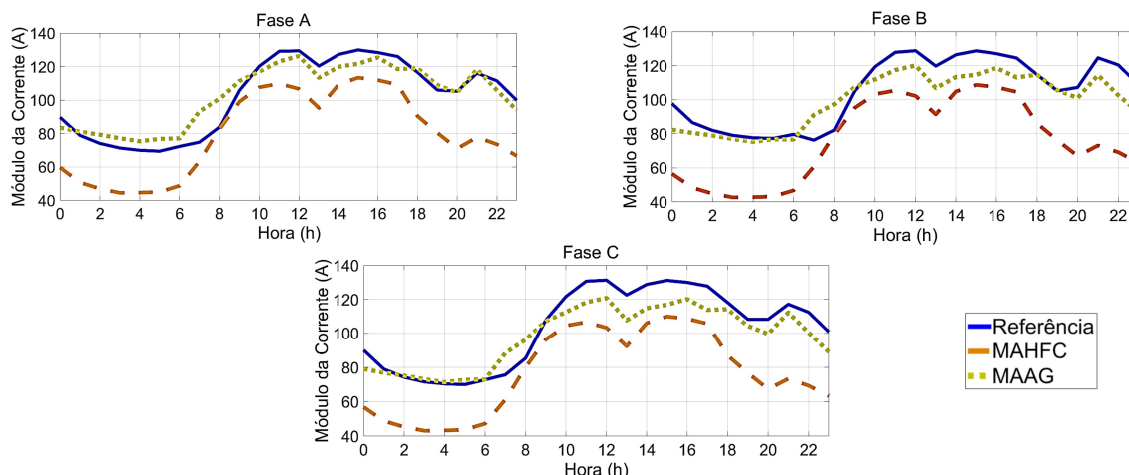


Figura 3 – Resultado das metodologias considerando a corrente na saída do alimentador

Apesar da MAHFC apresentar menor o carregamento em relação à referência, ela apresenta grande potencial de modelagem de carga devido aos seguintes pontos:

- a. A curva de referência de corrente não é utilizada no MAHFC, ou seja, cada UC de BT e de MT recebeu uma curva típica conforme a sua faixa de consumo/demanda, o que resultou em uma perfil similar à referência;
- b. O menor carregamento apresentado pela MAHFC consiste no fato que é comum a BDGD das concessionárias apresentarem UCs sem informação de consumo/demanda, sendo estas UCs desconsideradas na análise;
- c. A abordagem de obtenção da potência de base das UCs de BT consistiu na obtenção da demanda média do maior consumo registrado.

Em relação ao resultado apresentado pela MAAG, percebe-se que as curvas resultantes por fase ficaram próximas às curvas de referência, principalmente para a fase A. Percebe-se, também, um comportamento de solução diferenciada com relação ao carregamento do sistema, pois quando o carregamento é menor em relação à referência, a tendência do algoritmo é alocar nas fases a curva típica que mais se aproxima da curva de referência, já quando o carregamento é similar à referência, a tendência é alocar curvas típicas diferentes entre as fases e os transformadores.

Apesar dos pontos positivos de cada metodologia, a MAHFC apresenta como resultado uma curva de carga resultante diferente para cada fase e para cada transformador, o que resultou para o AL-02 327 curvas distintas, exigindo em torno de 4,6 GB de memória RAM para carregar estas informações e realizar a simulação. Em relação ao MAAG, é necessário maior tempo computacional de processamento, em torno de 60 horas em cada fase, considerando a parametrização descrita anteriormente e 24 curvas de cargas distintas para alocação. Entretanto, finalizado o processo de alocação, estudos elétricos podem ser realizados para diversas aplicações iterativas off-line subsidiando posteriores aplicações on-line.

De forma estatística, aplicando a raiz do erro quadrático médio (RMSE) nas curvas de corrente normalizadas percebe-se que a MAAG apresentou os melhores resultados em relação à curva de referência com valores de 0,0601, 0,0642 e 0,0580 para as fases A, B e C respectivamente, o que indica uma maior acuracidade em relação ao MAHFC, que apresentou RMSE de 0,1214, 0,1671 e 0,1269 para as fases A, B e C respectivamente. De forma geral, considera-se adequada essa diferença aproximada de 6 % obtida no carregamento para aplicações de fluxo de carga em regime permanente com representação em MT. Assim, os resultados a seguir serão apresentados para a MAAG.

A Figura 4 - (a) apresenta o resultado de carregamento horário de potência aparente no sistema considerando as perdas elétricas (para o AL-02 as perdas de potência ativas resultaram em 230,4 kWh/dia). Percebe-se que o pico do carregamento ocorre ao meio dia para ambas as fases mantendo a coerência com a curva de referência,

sendo que a fase A apresenta o maior carregamento do alimentador. Este comportamento é resultante da determinação da potência de base das UCs de BT, onde a grande maioria apresenta conexão na fase A.

A Figura 4 - (b) apresenta o valor da mínima tensão do alimentador por fase, isto é, a tensão da barra com menor magnitude. Percebe-se que este alimentador apresenta boas condições de qualidade de tensão em regime permanente com valores superior a 0,98 pu considerando que a barra da subestação apresenta 1 pu de referência de tensão. Percebe-se também que a tensão na fase B foi menor, apesar da fase A apresentar o maior carregamento ao meio dia, justificado pela distribuição de cargas nos ramais.

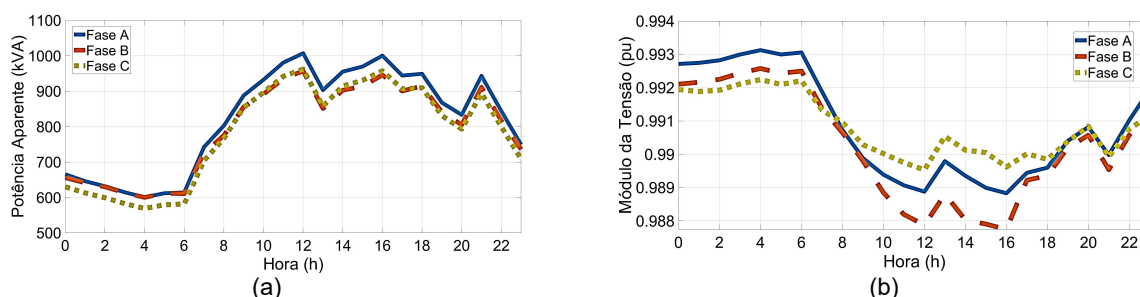


Figura 4 – Resultado da simulação de fluxo de potência em termos de carregamento e tensão mínima

Por fim, a Figura 5 apresenta o perfil de tensão em cada fase do alimentador estratificado por faixas de tensão para a hora 12 que apresentou o maior carregamento. A extremidade do trecho em laranja representa o local da subestação e as demais cores a queda de tensão ao longo do alimentador, sendo as de cor preta os trechos com os menores valores de tensão. Nesse sentido, é interessante notar que a menor tensão não ocorre no trecho mais longo da rede, mas na região intermediária deste alimentador, refletindo na densidade de carga nesta região. Percebe-se que a fase B apresenta maiores trechos na cor preta, o que condiz com o gráfico de mínima tensão que destacou que a fase B apresenta a menor tensão neste horário.

6.0 - CONCLUSÃO

A ferramenta de análise off-line desenvolvida neste trabalho é dada pela modelagem elétrica de uma RD a partir da BDGD, que possui uma base de dados georreferenciada dos ativos da concessionária de energia. A partir destes dados, é possível a construção de um sistema de distribuição trifásico desbalanceado no GridLAB-D™, permitindo uma representação mais real e detalhada, carregando as características do sistema estudado.

A modelagem da carga da ferramenta proposta é baseada nas curvas típicas de demanda dos consumidores locais, gerando um modelo de carga quase-dinâmico. Duas modelagens de carga são apresentadas: a MAHFC é a obtenção do somatório de curvas típicas equivalente para cada transformador da RD de interesse baseado a alocação das curvas típicas de demanda nas unidades consumidoras com base na BDGD, de forma a considerar as classes de consumo e média anual das medições disponíveis de demanda. A MAAG apresentada realiza a alocação das curvas de cargas utilizando inteligência artificial diretamente nos transformadores com base em medições disponíveis na saída do alimentador, com isso é possível aproximar as curvas típicas alocadas com os valores de medições.

Os resultados de fluxo de potência obtidos mostram que a BDGD é uma base de dados robusta para a modelagem de RDs, que alinhadas com as metodologias de modelagem de carga asseguram a obtenção de resultados próximos aos resultados de medição encontrados em campo, conforme apresentado. Uma base georreferenciada também permite visualizar os resultados de forma a compreender a situação do alimentador, facilitando a aferição de pontos problemáticos. No caso do AL-02 apresentado, por ser um alimentador urbano curto, percebe-se que não existem problemas de qualidade de energia elétrica relacionadas ao perfil de tensão.

Finalmente, com a ferramenta proposta se tem um banco de informações completo e um potente solver de fluxo de potência, que serão a base off-line de algoritmos de análise para tomada de decisão em redes elétricas inteligentes, como reconfiguração de redes, gerenciamento pelo lado da demanda, corte de carga, entre outros.

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

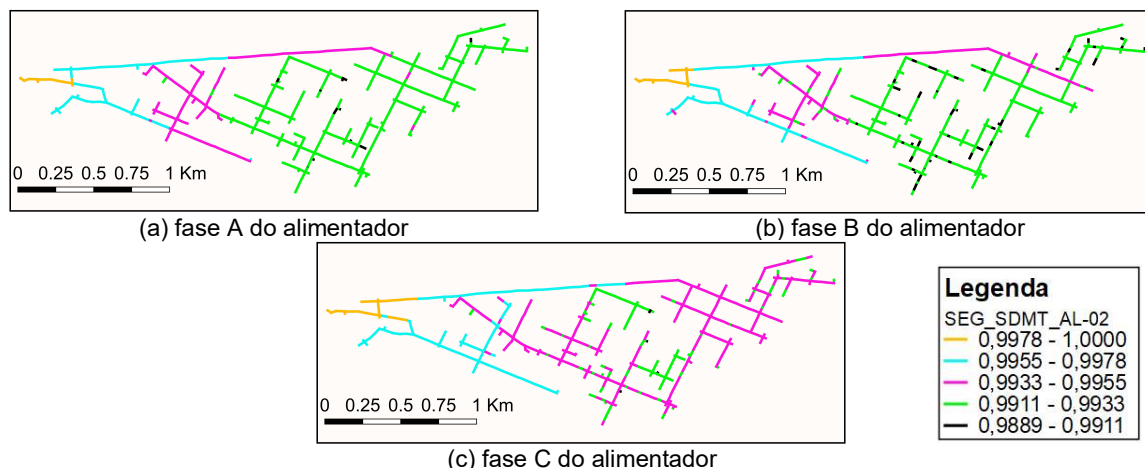


Figura 5 – Perfil de tensão no alimentador AL-02 considerando a hora 12 com maior carregamento

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) W. H. Kersting, *Distribution System Modeling and Analysis*, 4 ed. CRC Press, 2017.
- (2) J. P. O. S. Minami, "Fluxo de Potência para Redes de Distribuição Radiais, Ativas e Ilhadas," 2018.
- (3) Agência Nacional de Energia Elétrica, "Módulo 10: Sistema de Informação Geográfica Regulatório," *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Revisão 0*, pp. 1–179, 2016.
- (4) D. P. Chassin, K. Schneider, and C. Gerkensmeyer, "GridLAB-D: An open-source power systems modeling and simulation environment," in *2008 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, 2008, pp. 1–5.
- (5) M.-A. Moffet, F. Sirois, and D. Beauvais, "Review of open-source code power grid simulation tools for long-term parametric simulation," *CanmetENERGY, Tech. Rep.*, vol. 137, 2011.
- (6) D. P. Chassin, J. C. Fuller, and N. Djilali, "GridLAB-D: An agent-based simulation framework for smart grids," *J. Appl. Math.*, vol. 2014, 2014.
- (7) P. A. N. Garcia, J. L. R. Pereira, S. Carneiro, V. M. da Costa, and N. Martins, "Three-phase power flow calculations using the current injection method," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 15, no. 2, pp. 508–514, 2000.
- (8) A. Capasso, W. Grattieri, R. Lamedica, and A. Prudenzi, "A bottom-up approach to residential load modeling," *IEEE Trans. power Syst.*, vol. 9, no. 2, pp. 957–964, 1994.
- (9) J. A. Jardini, C. M. V. Tahan, M. R. Gouvea, S. U. Ahn, and F. M. Figueiredo, "Daily load profiles for residential, commercial and industrial low voltage consumers," *IEEE Trans. power Deliv.*, vol. 15, no. 1, pp. 375–380, 2000.
- (10) C. Carmona, E. Romero-Ramos, J. Riquelme, and A. Gomez-Exposito, "Distribution transformer load allocation from substation measurements and load patterns," in *2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)*, 2010, pp. 1–8.
- (11) W. H. Kersting and W. H. Phillips, "Load allocation based upon automatic meter readings," in *2008 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, 2008, pp. 1–7.
- (12) D. Gerbec, S. Gasperic, I. Smon, and F. Gubina, "Allocation of the load profiles to consumers using probabilistic neural networks," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 2, pp. 548–555, 2005.
- (13) Agência Nacional de Energia Elétrica, "Módulo 6 - Informações Requeridas e Obrigações," *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Revisão 11*, pp. 123–219, 2016.
- (14) C. S. S. Salas and L. H. S. da Silveira, *Eletrificação de Regiões Remotas: Estudo de alternativas e aplicação no Pantanal Sul-mato-grossense*. Bragança Paulista: Margem da Palavra, 2017.
- (15) Agência Nacional de Energia Elétrica, "Módulo 2 - Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição," *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Revisão 7*, pp. 1–28, 2016.
- (16) D. E. Goldberg and J. H. Holland, "Genetic algorithms and machine learning," *Mach. Learn.*, vol. 3, no. 2,

pp. 95–99, 1988.

8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Felipe José Lachovicz – Possui graduação em Engenharia Elétrica pela UFPR (2016) e mestrado em Sistemas de Potência pela UFPR (2018). Atualmente é pesquisador no Lactec e professor na Sociedade Educacional de Santa Catarina (UniSociesc). Tem experiência na execução de projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) com ênfase em sistemas elétricos de potência, atuando em temas relacionados a redes elétricas inteligentes, energização de regiões remotas, otimização e planejamento, sistemas de armazenamento de energia, microrredes e modelagem de redes de distribuição.

Géssica Michelle dos Santos Pereira – Graduada em Engenharia Industrial Elétrica (ênfase em Eletrotécnica) pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) (2010), com mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Paraná (UFPR) (2015). Atualmente é pesquisadora no Lactec. Atua e tem interesse de pesquisas nas seguintes áreas: redes elétricas inteligentes, microrredes, energia renovável, sistemas de armazenamento de energia e técnicas metaheurísticas. É a primeira deficiente visual do Brasil a se graduar em Engenharia Elétrica e receber mestrado em Engenharia Elétrica. Também tem interesse em Tecnologia Assistiva com conceito de Desenho Universal aplicado a educação e cultura inclusiva de Pessoas com Deficiência Visual.

Alan Naoto Tabata – Engenheiro eletricitista formado pela Universidade Federal do Paraná (UFPR), e atualmente mestrando em dupla diplomação entre a UFPR e a Technische Hochschule Ingolstadt (THI). Na UFPR é estudante de mestrado em engenharia elétrica na área de sistemas eletrônicos com linha de pesquisa em Controle e Automação; na THI é estudante de mestrado em International Automotive Engineering. É bolsista pela Divisão de Sistemas Elétricos do LACTEC e auxiliar de pesquisador no CARISSMA Forschungszentrum. Tem interesse nas áreas de aprendizado de máquina, visão computacional e sistemas elétricos de potência.

Carolina Correa Durce – Graduada em Engenharia Industrial Elétrica com ênfase em Eletrotécnica pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná (2008). Realizou estudos relacionados na Université de Technologie de Troyes, França. Mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Paraná (2012). Atualmente é pesquisadora no Lactec. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência, atuando principalmente nos temas: redes inteligentes, fluxo de potência em sistemas de transmissão e distribuição interligados, sistema de gestão de interrupção de fornecimento de energia em redes de distribuição.

Crescencio Silvio Segura Salas – Graduado em Engenharia Mecânica-Elétrica pela Universidad Nacional de Ingeniería, Lima - Perú (2001), com mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho [Ilha Solteira] (2006), doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual de Campinas (2010). Atualmente é pesquisador no Lactec. Tem experiência na área de engenharia elétrica com ênfase em: Modelagem e análise de sistemas elétricos, Aplicação de sistemas inteligentes na otimização operacional e no planejamento de sistemas elétricos, Compatibilidade eletromagnética em linhas e subestações de transmissão. É membro do Cigre WG C4.28 (Extrapolation of measured values of power frequency magnetic fields in the vicinity of power links).

Franklin Lopes Klock – Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Paraná (2010), possui MBA do Setor Elétrico pelo Instituto Superior de Administração e Economia do Mercosul / Fundação Getúlio Vargas (2017) e possui Mestrado Profissional pelo Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento, Institutos Lactec em parceria com o Instituto de Engenharia do Paraná no Programa de Pós-Graduação em Desenvolvimento de Tecnologia com o título Ferramenta Inteligente de Proteção Adaptativa para Redes Elétricas de Distribuição (2017). Atualmente é Engenheiro Eletricista na Companhia Campolarguense de Energia - COCEL, atuando na área de Distribuição de Energia Elétrica, sendo responsável técnico pelo planejamento, organização e execução de atividades referentes à distribuição, telecomunicações, utilização e comercialização de energia elétrica. Atua nas questões técnicas e comerciais de contratos relativos à área. Gerencia os projetos de P&D da Companhia e assume responsabilidade técnica da empresa perante o Conselho de Classe.



XXV SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

10 a 13 de novembro de 2019
Belo Horizonte - MG

3908
GDI/13

Filipe Perez – Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Viçosa (2014) e mestre em Sistemas Elétricos de Potência pela Universidade Federal de Itajubá (2015). Realiza doutorado em duplo diploma pela CentraleSupélec/UNIFEI em controle não-linear de uma microrrede que integra frenagem regenerativa de trem e armazenamento de energia em diferentes escalas de tempo. Atualmente é pesquisador no Lactec e professor na Universidade Estácio de Sá. Tem experiência na área de Engenharia Elétrica, com ênfase em microrredes e controle aplicado a sistemas de potência, atuando principalmente nos seguintes temas: controle de microrredes, estabilidade de sistemas elétricos, integração de renováveis, gerenciamento de armazenadores de energia.