



Grupo de Estudo de Sistemas de Distribuição-GDI

PRIORIZAÇÃO DA AUTOMAÇÃO DE CHAVES MANUAIS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO ALGORITMOS GENÉTICOS

ARTHUR SCHLEMPER MAYKOT(1); EDISON ANTONIO CARDOSO ARANHA NETO(1); NEIMAR DE ALMEIDA OLIVA(1);
IFSC(1);

RESUMO

Este trabalho teve como objetivo desenvolver uma metodologia para priorização da automação de chaves manuais em redes de distribuição com foco nos sistemas denominados *self-healing*. A ferramenta computacional utilizada é baseada em teoria dos grafos, algoritmos genéticos e avaliação multicritério. Com a metodologia proposta, tanto os consumidores serão beneficiados, uma vez que terão um sistema mais estável e confiável, como a concessionária de distribuição, que irá dispor de um sistema mais automatizado, reduzindo custos com deslocamento de equipe e redução das compensações financeiras pagas por violação dos indicadores de continuidade.

PALAVRAS-CHAVE

Self-healing, Automação, Indicadores de continuidade, Sistemas de distribuição

1.0 - INTRODUÇÃO

Quando ocorre um problema na Rede de Distribuição de energia elétrica (RD), o Centro de Controle e Operação da Rede de Distribuição (COD) da concessionária é acionado para coordenar as ações de isolamento do defeito e restabelecimento dos consumidores. Quando não há monitoramento e controle a distância, o tempo dispendido para encontrar o problema é muito maior, tendo as equipes de campo que percorrer trechos da RD até encontrar e solucionar o defeito manualmente. Além dos custos envolvidos, esta ineficiência causa prejuízo aos indicadores de continuidade, podendo refletir em penalidades às distribuidoras e ressarcimento aos consumidores.

Com o avanço contínuo da tecnologia tornou-se mais simples e automatizada a resolução de problemas em diversos setores. Não é diferente nos sistemas de transmissão e distribuição. O avanço na área de telecomunicação, a redução de preços de equipamentos e o maior rigor dos órgãos reguladores a respeito dos indicadores de continuidade contribuíram para que as distribuidoras de energia começassem a adotar sistemas denominados de *self-healing*.

O conceito de *self-healing* está relacionado à capacidade da rede se auto reestabelecer caso haja alguma falha na rede, seja ela transitória ou permanente. Este sistema é composto basicamente por *softwares* inteligentes, equipamentos telecomandados e medidores inteligentes. Este sistema busca minimizar o trecho da rede isolado em casos de falha e restabelecer a energia para o restante da rede, logo menos clientes ficam sem energia e torna-se mais rápido encontrar e resolver o problema; conseqüentemente menos comprometidos ficam os indicadores de continuidade.

Segundo Souza *et al.* (1), um sistemas de *self-healing*, sem nenhuma intervenção humana ou apenas parcial, é a

principal forma de resolver o problema de restabelecimento da Rede de Distribuição (RD) pelo fato de realizar o monitoramento de seu estado em tempo real, apresentando diagnóstico rápido e ações imediatas, elevando a confiabilidade e a qualidade de energia

Mesmo com a redução do preço dos equipamentos utilizados em um sistema de *self-healing*, estes ainda possuem um valor expressivo. Sendo assim, a quantidade de equipamentos que uma distribuidora pode adquirir é limitada. Portanto, é necessário criar uma metodologia que avalie onde devem ser instalados tais equipamentos visando otimizar o sistema.

Neste sentido, o objetivo deste trabalho é desenvolver uma metodologia que avalie em um sistema de distribuição qual chave manual tem prioridade de se tornar automática, com foco nos sistemas *self-healing*. Devido à complexidade desta avaliação, que envolve diferentes objetivos da distribuidora, a avaliação é feita por meio de avaliação multicriterial, envolvendo a análise de diversos fatores, entre eles o atendimento de consumidores prioritários, energia elétrica suprida, perdas elétricas, qualidade de energia e carregamento de linhas e transformadores. Para a obtenção da sequência de manobras para o restabelecimento da rede de distribuição após a ocorrência da falha, foi utilizada uma metodologia baseada em algoritmos genéticos de cromossomos de tamanho variável.

2.0 - SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO AUTOMATIZADOS

Equipamentos como religadores, chaves telecomandadas, medidores inteligentes, *softwares* inteligentes são de suma importância para o funcionamento de uma rede de distribuição automatizada. Na sequência são abordados os principais equipamentos e suas funções.

2.1 Religadores

Os religadores são muito importantes para a solução de faltas temporárias. O reestabelecimento que duraria até mesmo horas, pode ser feito em questão de minutos ou até mesmo segundos em caso de faltas temporárias, além de dispensar a necessidade de intervenção humana para a solução do problema.

2.2 Chaves telecomandadas

As chaves telecomandadas são de suma importância para os sistemas de distribuição, pois possibilitam isolar e recompor o sistema remotamente, além de possibilitar o monitoramento à distância e reduzir o escopo e duração do serviço.

2.3 Medidores inteligentes

De acordo com (2), os medidores inteligentes são “versões mais modernas que os medidores convencionais, que disponibilizam uma série de funcionalidades inovadoras, como o envio de eventos e alarmes, além da possibilidade de medição remota”.

2.4 Softwares inteligentes

São utilizados *softwares* para resolver algoritmos visando isolar a falha o mais rápido possível respeitando os limites da linha.

2.5 Topologia das redes de distribuição

Entre as empresas que utilizam redes automatizadas, a topologia de rede mais utilizada é a de anel aberto. O circuito em anel diminui a área afetada por falta; quanto maior o número de chaves e quanto menor o trecho entre as chaves, menor será a área afetada (3), como pode ser observado na Figura 1.

As chaves possuem relés de sobrecorrente e de falta de tensão, podendo assumir configurações tanto NF (Normalmente Fechada) como NA (Normalmente Aberta), dependendo da necessidade da rede. É necessário

um meio de comunicação para coordenar as configurações das chaves para cada situação e agilizar a isolamento do trecho com falta. Em caso de falhas permanentes, apenas um trecho entre duas chaves ficará sem energia, sendo as cargas a montante mantidas e a jusante transferidas para o outro alimentador graças ao fechamento da chave NA (3).

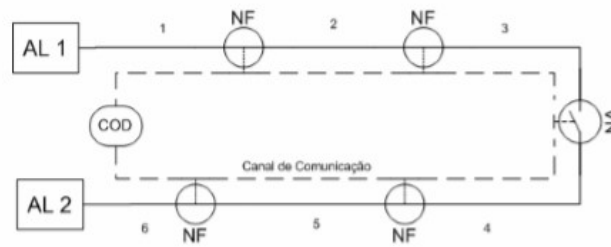


FIGURA 1 – Circuito em anel aberto (3)

3.0 - METODOLOGIA DESENVOLVIDA

O presente trabalho teve como objetivo desenvolver uma metodologia que avalia em um sistema de distribuição quais as chaves seccionadoras manuais devem prioritariamente ser automatizadas, ou seja, passar a ser telecomandadas. Para tanto, foi utilizada uma ferramenta computacional desenvolvida por Oliva (4) que indica a ordem de chaveamento mais adequada para a recomposição do sistema de distribuição de energia em caso de faltas. A vantagem da ferramenta utilizada é que permite considerar os aspectos relacionados aos passos intermediários, como: a cronologia e duração das manobras; a repetição de chaves na solução; a manutenção dos limites de carregamento e tensão durante as manobras; não se limitando ao estado final das chaves da RD.

3.1 Modelagem da rede

Para a modelagem da rede, foram utilizados arquivos contendo diversas informações da rede de distribuição como posicionamento de cada ramo (início e fim), posicionamento de chaves seccionadoras (manuais ou telecomandadas), posicionamento de religadores, posicionamento de banco de capacitores, posicionamento de chaves-fusíveis, limites operacionais de corrente, capacidade de carga no caso dos transformadores. Com essas informações foi montado um banco de dados MySQL.

A partir do banco de dados criado foi possível modelar a rede de distribuição por meio de vértices (coordenadas georreferenciadas em comum) e arestas (começo e fim de cada ramo). Utilizou-se da teoria de grafos, a qual representa as funções e relações entre os elementos da rede de distribuição, para validação e melhor compreensão dos resultados.

Um grafo é um conjunto formado por vértices e pares de vértices, que são chamados de arestas. Assim, um grafo representa conexões entre pares de vértices, ou objetos. Alguns autores usam a terminologia “nós” para vértices e “arcos” ou “laços” para arestas (4).

Para o modelo computacional foi utilizada lista de adjacências. Nas chamadas listas de adjacências, cada vértice armazena as chamadas listas de adjacências, que representam todas as arestas incidentes de tal vértice (4).

3.2 Fluxo de potência

O método utilizado para cálculo de fluxo de potência é o Método do Somatório das Potências (MSP) sendo consideradas algumas simplificações, como sistema trifásico equilibrado e todas as cargas modeladas para potência constante. O MSP é um método de varredura baseado em um equivalente elétrico e na eliminação dos ângulos de fase da tensão nas equações solucionadas, e tem por objetivo a obtenção do nível de carregamento, os estados de tensão e corrente em regime permanente, e as perdas elétricas de um sistema de energia. A cada variação de demanda, faz-se necessária uma nova solução do fluxo de carga (5). As equações para resolução do fluxo de potência pelo MSP são:

$$V_R^4 + [2.(P.R + Q.X) - V_S^2].V_R^2 + (P^2 + Q^2).(R^2 + X^2) = 0$$

$$L_P = R.(P^2 + Q^2) / V_R^2$$

onde:

- V_R é a tensão do lado da carga (V);
- V_S é a tensão do lado do alimentador (V);
- P é a potência ativa da carga (W);
- Q é a potência reativa da carga (var);
- R é a resistência elétrica do trecho (Ω);
- X é a reatância do trecho (Ω);
- L_P são as perdas elétricas no trecho (W).

A Figura 2 representa o equivalente elétrico por trecho da rede.

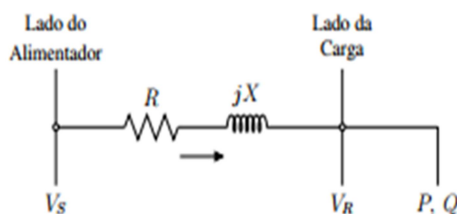


FIGURA 2 – Equivalente elétrico por trecho da rede

3.3 Avaliação multicritério

No caso em estudo foram elencados os critérios fundamentais e atribuídas escalas para cada um dos critérios. Sendo assim, cada cenário apresenta um valor para cada um dos critérios. Após atribuída as escalas de cada critério foram definidos os *trade-offs*, que são obtidos através de uma comparação par a par de quanto um critério é mais importante que outro. Com isso, foi possível obter a equação de valor global, que fornece um valor de 0 a 1, onde 0 é o pior cenário e 1 o melhor. Os critérios fundamentais abordados neste trabalho podem ser visualizados na Figura 3 e seus descritores com os níveis de impacto são detalhados na sequência.

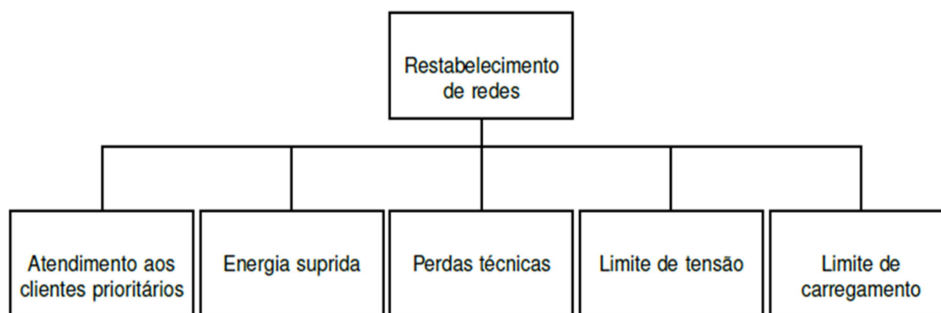


FIGURA 3 – Critérios fundamentais

3.3.1 Atendimento aos consumidores prioritários

Calculado pela porcentagem do tempo com fornecimento de energia, do início da contingência até o término do reparo da rede.

3.3.2 Energia suprida

Calculado pela porcentagem de energia suprida durante as manobras e até o reparo da rede.

3.3.3 Perdas técnicas

Calculadas pela porcentagem de perdas técnicas (kWh) em relação à Energia Suprida. Variam linearmente entre

0% (perdas maiores ou iguais a 5%) e 100% (perdas iguais ou inferiores às regulares da rede);

3.3.4 Limite de tensão

Considera-se:

- 100% → quando pelo menos 90% das barras envolvidas no problema forem mantidas dentro da faixa de tensão normal durante o reparo da rede;
- 80% → se mais de 10% das barras de carga estiverem em tensão precária;
- 0% → se mais de 10% das barras de carga forem submetidas à tensão crítica.

Os limites de tensão normal, precária e crítica são regulamentados pela ANEEL, no Módulo 8 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional).

3.3.5 Limite de carregamento

Considera-se:

- 100% → se a sequência de manobras não provoca sobrecarga nas linhas e transformadores envolvidos no problema durante as manobras e o reparo da rede;
- 80% → em caso de sobrecarga de até 20% em pelo menos um deles;
- 0% → se alguma linha ou transformador for sobrecarregado acima de 20%.

3.3.6 Função de valor global

Para a elaboração de uma função de avaliação global, de modo que todos os critérios sejam levados em consideração, é preciso definir taxas de substituição, ou *trade-offs*. Os *trade-offs* representam o quanto um critério é mais importante que outro. O método utilizado para solucionar este problema foi o método AHP – *Analytic Hierarchy Process*, desenvolvido por Saaty (6). Utilizando do método AHP, chega-se a um vetor de *trade-offs* que fornece a seguinte função de valor global:

$$f_{aval} = 0,38.f_a + 0,09.f_b + 0,03.f_c + 0,16.f_d + 0,34.f_e$$

onde:

f_{aval} é o valor global da alternativa de acordo com o modelo construído;

f_a é o valor no critério de atendimento aos clientes prioritários;

f_b é o valor no critério de energia suprida;

f_c é o valor no critério de perdas técnicas;

f_d é o valor no critério de limite de tensão;

f_e é o valor no critério de limite de carregamento.

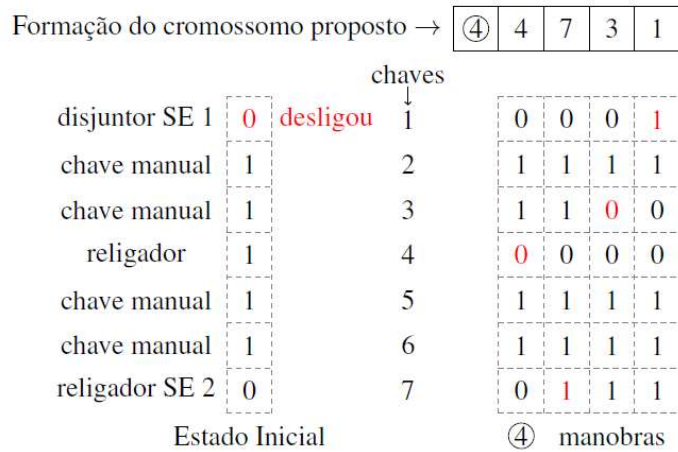
3.4 Otimização da reconfiguração

Existem diversas propostas de otimização para o restabelecimento das RDs, sendo mais comuns as baseadas em técnicas meta-heurísticas (58,7%), pois são capazes de lidar melhor com as características discretas, não-lineares e não-diferenciáveis do problema. Neste trabalho a otimização foi realizada por meio de Algoritmos Genéticos (AG), os quais são utilizados em casos onde algoritmos lineares são extremamente lentos ou incapazes de resolver o problema (7).

Os trabalhos sobre recomposição de rede tratam, em geral, do estado da rede ao final das manobras e não da sequência de manobras necessárias, ou o sequenciamento é decidido à posteriori, uma vez definidas as chaves participantes da solução. Isto impede a obtenção de uma solução que utilize mais de uma vez a mesma chave, o que pode ser a melhor solução.

Para otimizar a sequência de manobras e não o estado final (aberta ou fechada) das chaves, propõe-se um cromossomo de números inteiros. A Figura 4 apresenta o cromossomo do AG proposto, conforme (8), onde o primeiro gene representa o número de manobras para solucionar o problema e os genes seguintes indicam quais chaves devem mudar de estado; à esquerda tem-se os estados iniciais das chaves do sistema.

FIGURA 4 – Representação do cromossomo do AG proposto



4.0 - ESTUDO DE CASO

Neste estudo de caso o objetivo é indicar qual chave seccionadora manual tem prioridade de torna-se automática considerando uma probabilidade de falha igual em todos os pontos da rede. Os cenários foram simulados de acordo com o patamar de carga, tempo estimado de solução do problema e trecho em que ocorre a falha.

4.1 Características do alimentador

O alimentador em estudo é o MAZ10 que fica no interior de São Paulo. As principais características do alimentador estão apresentadas na Tabela 1. No total são considerados 3408 clientes normais e 5 prioritários.

TABELA 1 – Características do alimentador

Alimentador	MAZ10
Potência	26,6 MVA
Tensão primária	11,9 kV
Tensão de operação	1,05 p.u.

A Figura 5 apresenta o alimentador MAZ10 e seus 5 alimentadores de fronteira.

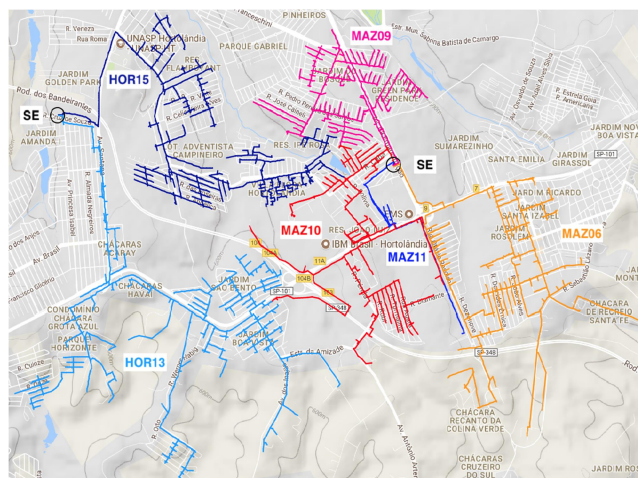


FIGURA 5 – Alimentador em estudo

4.2 Patamares de carga

A Tabela 2 apresenta os valores de carregamento total dos transformadores do alimentador MAZ10 estimados pela distribuidora, de acordo com cada patamar de carga.

TABELA 2 – Carregamento do alimentador por patamar de carga

Patamar	Nome	Período	Carregamento (kW)
1	madrugada	00 – 06 h	6.600
2	manhã	06 – 12 h	8.792
3	tarde	12 – 18 h	8.921
4	horário de pico	18 – 21 h	9.581
5	noite	21 – 24 h	8.023

4.3 Tempo de solução do problema

De acordo com o tempo de solução do problema (retomada normal de operação) uma solução pode deixar de ser a mais viável e uma outra passar a ser melhor para o sistema. Sendo assim foram simulados problemas que levam 3 horas, 6 horas, 9 horas e 12 horas.

4.4 Simulação inicial

Para indicar quais as chaves devem prioritariamente passar a ser automáticas, foi utilizada a ferramenta supracitada simulando falhas em todos os ramos da rede (96 ramos), como variações no patamar de carga (5 patamares) e com possibilidades de tempo de solução diferentes (4 tempos de solução) totalizando 1920 cenários de falha. Conforme colocado anteriormente, foi considerado que todo cenário ocorre com a mesma frequência. Foram armazenadas as sequências de chaveamento que solucionam estas contingências de modo que verifique quais chaves manuais serão mais vezes utilizadas. Foi armazenada também a função de valor global de cada sequência de manobra, para que se possa verificar as melhorias.

Após a simulação foi possível elaborar a Tabela 3, a qual contém as chaves mais vezes acionadas.

TABELA 3 – Chaves mais vezes acionadas na simulação

Chave manual	Número de vezes acionada
977680	245
30237	229
30248	180
452792	170
8996	153

Outras chaves não foram testadas pelo fato de o número de vezes que foram acionadas ser muito inferior aos números apresentados na Tabela 3.

Para valorar a composição do alimentador foi utilizada a equação:

$$f_{vala} = \frac{\sum_{i=1}^n f_{vali} \cdot \lambda_i}{\sum_{i=1}^n \lambda_i}$$

onde:

f_{vala} representa a valoração global do sistema;

i representa cada cenário possível de falha;

n representa o número de cenários (1920);

f_{vali} representa a valoração das manobras no cenário i ;

λ_i representa a frequência de cada cenário.

Como mencionado anteriormente, no trabalho foi considerado $\lambda_i = 1$ pois foi considerada uma probabilidade igual de cada cenário acontecer.

Para o sistema, sem automatizar nenhuma das chaves o valor de f_{vala} encontrado foi de 0,920537829.

4.5 Demais simulações

Nas simulações seguintes foram automatizadas as chaves mais vezes utilizadas de acordo com a Tabela 3. Lembrando que em cada simulação apenas uma das chaves está automatizada e a chave que anteriormente estava automatizada volta ao estado de chave manual. Em cada simulação é armazenado o valor de f_{aval} de cada cenário. Os valores de f_{vala} de acordo com cada chave automatizada podem ser observados na Tabela 4.

TABELA 4 – Valores de f_{vala} para as chaves simuladas

Chave automatizada	f_{vala}
Sistema original	0,920537829.
977680	0,930421937
30237	0,921161
30248	0,930659
452792	0,929578
8996	0,923072

Consultando a Tabela 4 pode-se constatar que em todos os casos em que as chaves foram automatizadas a função global que avalia o sistema (f_{vala}) apresenta maior valor se comparado com o sistema original (sem chave automatizada). Comparando os valores da tabela verifica-se que a chave que tem prioridade a ser automatizada é a chave “30248” que apresenta um valor de f_{vala} igual a 0,930659 que é o maior valor entre as chaves simuladas, seguida da chave “977680” que apresenta valor de f_{vala} igual a 0,930421937.

5.0 - CONCLUSÃO

Os sistemas *self-healing* têm custo de investimento relativamente elevado, já que necessitam que a concessionária de distribuição tenha um alto nível de automação ou faça um alto investimento em equipamentos e sistemas, principalmente na aquisição de chaves telecomandadas. Sendo assim, em redes com baixo grau de automação, é preciso analisar a melhor estratégia de posicionamento dos equipamentos envolvidos, em especial as chaves telecomandadas, de modo que sejam capazes de retomar a energia para o maior número de consumidores no menor tempo possível.

A metodologia proposta foi simulada com dados de uma rede de distribuição real do interior do estado de São Paulo e os resultados demonstraram sua viabilidade e aplicabilidade.

Com a aplicação da metodologia desenvolvida, consegue-se otimizar a automatização das chaves manuais, definindo quantas e quais devem ser automatizadas. Com isso, tanto os consumidores são beneficiados, uma vez que terão um sistema mais estável e confiável, como a concessionária de distribuição, que irá dispor de um sistema mais automatizado, reduzindo custo com deslocamento de equipe e a redução das compensações financeiras pagas por violação dos indicadores de continuidade.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) SOUZA, F., UNSIHUAY VILA, C., ENEMBRECK, F., CARPES, L. M. A multiagent framework for self-healing mechanisms considering priority-based load shedding and islanding with distributed generation in smart distribution grids. IEEE Latin America Transactions, vol. 15, n. 4, pp. 632-638, 2017.

(2) CPFL ENERGIA. Smart grid, o que é? Disponível em: <https://www.rge-rs.com.br/energias-sustentaveis/sites-tematicos/smart-grid/Paginas/default.aspx>.

(3) SPERANDIO, M. Planejamento da Automação de Sistemas de Manobra em Redes de Distribuição. Tese (Doutorado). Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2008.

(4) OLIVA, N. A. Inteligência Artificial Aplicada à Avaliação de Operadores de Redes de Distribuição. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação). Instituto Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2017.

(5) ARANHA NETO, E. A. C. Metodologia Probabilística para a Estimação de Perdas Técnicas e Comerciais em Alimentadores de Sistemas de Distribuição. Tese (Doutorado). Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2012.

(6) SAATY, T. L. How to make decision: the analytic hierarchy process. European Journal of Operational Research, v. 48, n. 1, p. 9-26, 1990.

(7) LINDEN, R. Algoritmos genéticos. 3. ed., Ciência Moderna, Rio de Janeiro, 2012.

(8) OLIVA, N. A.; ARANHA NETO, E. A. C.; SZESKOSKI, L. Algoritmos Genéticos aplicados à Avaliação de Desempenho de Operadores de Redes de Distribuição. Computer on the Beach. Florianópolis, 2018.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Arthur Schlemper Maykot graduou-se no ano de 2019 em Engenharia Elétrica pelo Instituto Federal de Santa Catarina (IFSC), Florianópolis/SC, Brasil. Atualmente é pesquisador voluntário do Grupo de Estudos em Sistemas de Energia (GESE) do IFSC, desenvolvendo pesquisas na área de distribuição de energia, como foco em simulação e automação.



Edison Antonio Cardoso Aranha Neto graduou-se no ano de 2004 em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Paraná (UFPR), Curitiba/PR, Brasil. Obteve os títulos de mestre e doutor em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), Florianópolis/SC, Brasil, em 2006 e 2012, respectivamente. Atualmente desenvolve atividades de ensino e pesquisa no Instituto Federal de Santa Catarina (IFSC), Florianópolis/SC, Brasil. É membro do Grupo de Estudos em Sistemas de Energia (GESE) do IFSC, desenvolvendo pesquisas em sistemas de transmissão e distribuição, metodologia multicritério, confiabilidade, perdas, qualidade da energia elétrica e simulação, treinamento e avaliação de operadores.



Neimar de Almeida Oliva graduou-se no ano de 2018 em Engenharia Elétrica pelo Instituto Federal de Santa Catarina (IFSC), Florianópolis/SC, Brasil. Atualmente é mestrando do Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Energia do Instituto Federal de Santa Catarina (IFSC), Florianópolis/SC, Brasil, e pesquisador na Fundação Centros de Referência em Tecnologias Inovadoras (Fundação CERTI), Florianópolis/SC, Brasil, desenvolvendo pesquisas nas áreas de regulação, contratação de energia, resposta da demanda e microrredes.