

DANIEL LUIS SECHI

**LOCALIZAÇÃO DE FALHAS EM REDES AÉREAS DE DISTRIBUIÇÃO VIA MAPAS
AUTO-ORGANIZÁVEIS**

Trabalho de conclusão de curso apresentado como parte das atividades para obtenção do título de Engenheiro Eletricista, do curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa - UNIPAMPA, área de concentração: Sistemas Elétricos de Potência.

Orientador: Mauricio Sperandio




Co-Orientador: Daniel Pinheiro Bernardon

**ALEGRETE
2011**

Autoria: Daniel Luis Sechi

Título: Localização de Falhas em Redes Aéreas de Distribuição via Mapas Auto-Organizáveis.

Trabalho de conclusão de curso apresentado como parte das atividades para obtenção do título de Engenheiro Eletricista, do curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pampa - UNIPAMPA, área de concentração: Sistemas Elétricos de Potência.

| Os componentes da banca de avaliação, abaixo listados, consideram este trabalho aprovado. | | | |
|--|------------------|--|--------------------|
| Nome | Titulação | Assinatura | Instituição |
| Mauricio Sperandio CPF: 929.254.130-72 | Dr. |  | UNIPAMPA |
| Daniel Pinheiro Bernardon CPF: 897.879.270-72 | Dr. |  | UNIPAMPA |
| Vinicius Jacques Garcia CPF: 723.615.810-00 | Dr. |  VINICIUS JACQUES | UNIPAMPA |

Data da aprovação: 21 de Junho de 2011.

*“Dedico este trabalho a minha mãe,
Carmen Sechi e aos meus 3 irmãos, Fábio
Luis Sechi, Rodrigo Luis Sechi e Guilherme
Luis Sechi”*

AGRADECIMENTOS

A Deus, pela vida.

Agradeço aos meus pais, Carmen Neide Sechi e Valdir Luiz Sechi (in memoriam) que sempre me apoiaram, nunca medindo esforços para que minha graduação fosse concluída.

Agradeço aos meus irmãos pelos momentos de apoio, conversas e brincadeiras que sempre tivemos durante todo este tempo.

À Alessandra pelo carinho, apoio, compreensão e incentivo em muitos momentos durante o transcorrer de minha faculdade.

A todos os meus colegas de graduação pela enorme amizade, pela confiança e determinação que sempre me passaram nas horas mais difíceis de nossos estudos. E pela parceria em nossas festas.

Agradeço ao Professor Mauricio Sperandio pelo incentivo, pela competência e pela dedicação em suas orientações.

Agradeço a todos meus professores de graduação que sempre me passaram o conhecimento necessário para poder continuar em frente.

A grande experiência de vida que tive morando em Alegrete.

*Amargo doce que eu sorvo
Num beijo em lábios de prata.
Tens o perfume da mata
Molhada pelo sereno.
E a cuia, seio moreno,
Que passa de mão em mão
Traduz, no meu chimarrão,
Em sua simplicidade,
A velha hospitalidade
Da gente do meu rincão*

Glaucus Saraiva

RESUMO

As concessionárias de energia elétrica devem estar preparadas para manter o fornecimento de eletricidade de forma ágil, sempre respeitando os critérios de segurança e os índices de continuidade e qualidade compatíveis com o estabelecido na legislação vigente. A grande competitividade no mercado de energia vem crescendo para as distribuidoras de energia elétrica devido às normas estabelecidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que regulariza os índices de qualidade e fornecimento a serem entregues às unidades consumidoras. Neste contexto, o desenvolvimento de novas técnicas e projetos que viabilizam minimizar estes índices vem sendo cada vez mais estudados e debatidos, com o objetivo de suprir novas técnicas de desempenho bem como, a introdução/substituição de novos equipamentos.

A possibilidade de localizar defeitos remotamente acelera o processo de restabelecimento, mas apesar de os próprios relés e religadores microprocessados fornecerem uma indicação com base na impedância de curto-circuito, ela não é precisa para sistemas de distribuição, uma vez que as redes apresentam várias bifurcações (ramais) protegidas por elementos fusíveis e diferentes bitolas de condutores.

Com isso, este trabalho mostra as diferentes técnicas de localização de defeito de energia elétrica através de uma revisão bibliográfica e propõem uma nova metodologia, que consiste em comparar os diferentes níveis de corrente medidos pelos religadores com comunicação remota, já instalados ao longo da rede, e determinar o provável local de defeito através de um Mapa Auto-Organizável (SOM). Os dados usados para treinar o SOM são provenientes de simulações feitas no software ATPDraw, com impedância de curto-circuito inferior a 100ohms e somente em casos de curto-circuito monofásico e trifásico permanente.

Adicionalmente, este trabalho faz parte de um projeto de pesquisa e desenvolvimento (P&D) financiado pela concessionária Nova Palma Energia, localizada no estado do Rio Grande do Sul.

Palavras chaves: Localização de Falhas, Mapas Auto Organizáveis, Curto-circuito, indicadores de qualidade, software ATPDraw.

ABSTRACT

The companies that provides services of electric energy has to be prepared to maintain supply of energy quickly, always respecting the safety criteria, continuity indices and quality compatible with the provisions of law. The highly competitive energy market has been growing for the electricity distributors due to the standards set by the brazilian National Agency of Electric Energy (ANEEL), which regulates the rates of quality and supply of energy to be delivered to the consumer units. In this context, the development of new techniques and designs that enable to minimize these indices has been increasingly studied and discussed, in order to find new implementation techniques as well as the introduction / replacement of new equipment.

The ability to remotely locate defects accelerates the energy restoration but despite of relays and microprocessed reclosers provide a measurement based on the impedance circuit, it is not precise for distribution systems, since the networks have several bifurcations (extensions) protected by fuses elements and different gauges of wire.

Therefore, this work shows the different techniques to locate faults on an electrical energy line through a literature review and propose a new methodology, which involves comparing the different current levels measured by reclosers with remote communication, already installed throughout the network, and determine the probable location of defect through a Self-Organizing Map (SOM). The database used to set the SOM was acquired from simulations with the software ATPDraw, with short circuit impedance of less than 100 ohms and only in cases of permanent single-phase ground faults.

Additionally, this work is part of a research and development work (R&D) funded by the concessionaire "Nova Palma Energia", located in the state of Rio Grande do Sul, Brazil.

Keywords: Fault Location, Self Organizing Maps, Short Circuit, quality indicators, Software ATPDraw.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

| | |
|---|----|
| FIGURA 1 – Sistemas elétricos de potência. | 14 |
| FIGURA 2 - Sistema de distribuição de energia elétrica..... | 16 |
| FIGURA 3 - Alguns componentes do software ATPDraw. | 22 |
| FIGURA 4 - Atributos de uma fonte trifásica simulada no ATPDraw. | 23 |
| FIGURA 5 - Atributos de um cabo de um trecho..... | 24 |
| FIGURA 6 - Atributos de uma chave simulando um equipamento de proteção. | 25 |
| FIGURA 7 - Atributos de uma chave simulando um curto-circuito monofásico permanente. | 26 |
| FIGURA 8 - Atributos para simular uma carga de 75 kVA constante. | 27 |
| FIGURA 9 - Medidor de corrente. | 28 |
| FIGURA 10 - Rede construída no ATPDraw..... | 28 |
| FIGURA 11 - Gráficos mostrando a quantidade de cada cor nos modelos iniciais. | 30 |
| FIGURA 12 - Configuração inicial do mapa hexagonal. | 31 |
| FIGURA 13 - Condição final do mapa treinado..... | 31 |
| FIGURA 14 - Diferentes estruturas dos mapas auto-organizáveis..... | 32 |
| FIGURA 15 - Rede elétrica simulada no ATPDraw. | 42 |
| FIGURA 16 - Nível de corrente trifásica da rede..... | 42 |
| FIGURA 17 - Simulação de curto-circuito na área 5. | 43 |
| FIGURA 18 - Simulação de curto-circuito na área 1. | 44 |
| FIGURA 19 - Simulação de curto-circuito na área 12. | 45 |

| | |
|---|----|
| FIGURA 20 - Simulação de curto-circuito trifásico na área 5. | 46 |
| FIGURA 21 - Mapa Auto-Organizável com dimensão 3x3. | 48 |
| FIGURA 22 - Mapa Auto-Organizável com dimensão 5x5. | 49 |
| FIGURA 23 - Mapa Auto-Organizável com dimensão 9x9. | 50 |
| FIGURA 24 - Mapa Auto-Organizável com dimensão 11x11. | 51 |
| FIGURA 25 - Mapa das áreas treinadas pelo SOM. | 52 |
| FIGURA 26 - Provável área afetada com curto-circuito monofásico. | 54 |
| FIGURA 27 – Provável área afetada com curto circuito trifásico. | 55 |
| FIGURA 28 - Regiões com curtos-circuitos parecidos. | 56 |
| FIGURA 29 - Arquitetura do método proposto. | 58 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|--|----|
| TABELA 1- Dados de curto-circuito monofásico por área..... | 43 |
| TABELA 2- Dados de curto-circuito trifásico por área. | 47 |
| TABELA 3 - Perfis de curto-circuito monofásico terra. | 53 |
| TABELA 4 - Perfis de curto-circuito trifásico. | 53 |
| TABELA 5 - Impedância de sequência para cabos de redes de distribuição. | 64 |

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

| | |
|---------|---|
| V | Volts |
| A | Ampère |
| SOM | Mapas Auto-Organizáveis (Self-Organizing Maps) |
| DEC | Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora |
| FEC | Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora |
| DIC | Duração de interrupção por unidade consumidora |
| FIC | Frequência de interrupção por unidade consumidora |
| TMP | Tempo Médio de Preparação |
| TMD | Tempo Médio de Deslocamento |
| TME | Tempo Médio de Execução |
| TMAE | Tempo Médio de Atendimento a Emergências. |
| PRODIST | Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional |
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica |

LISTA DE SÍMBOLOS

| | |
|-------|---|
| T | Período |
| f | Frequência |
| Ca(i) | Número de unidades consumidoras interrompidas |
| T(i) | Duração de cada evento |
| i | Índice de eventos ocorridos no sistema que provocam interrupções em uma ou mais unidades consumidoras |
| k | Número máximo de eventos no período considerado |
| Cc | Número total de unidades consumidoras, do conjunto considerado |
| n | Número de interrupções da unidade consumidora |

SUMÁRIO

| | |
|--|-----------|
| Agradecimentos | 4 |
| Resumo | 6 |
| Abstract | 7 |
| Lista de ilustrações | 8 |
| Lista de tabelas | 10 |
| Lista de abreviaturas e siglas | 11 |
| Lista de símbolos | 12 |
| Sumário | 13 |
| 1 Introdução | 14 |
| 2 Revisão bibliográfica | 18 |
| 3 Funções do software de simulação ATP/EMTP para validação do método proposto | 21 |
| 3.1 <i>Aspectos Gerais</i> | 21 |
| 3.2 <i>Construção do Circuito Proposto</i> | 22 |
| 4 Conceitos e funções dos Mapas Auto-Organizáveis (SOM) | 29 |
| 4.1 <i>Mapas Auto-Organizáveis</i> | 29 |
| 4.2 <i>Conceito do SOM</i> | 29 |
| 5 Índices de qualidade | 34 |
| 5.1 <i>Setor de Energia Elétrica</i> | 34 |
| 5.2 <i>Indicadores em casos emergenciais</i> | 37 |
| 6 Método proposto para localização de falhas e análise dos resultados | 41 |
| 6.1 <i>Desenvolvimento do Método Proposto</i> | 41 |
| 6.2 <i>Curto-circuito monofásico terra</i> | 43 |
| 6.3 <i>Curto-circuito trifásico</i> | 46 |
| 6.4 <i>Utilização do Algoritmo SOM</i> | 47 |
| 6.5 <i>Análise teórica do comportamento da rede simulada</i> | 56 |
| 6.6 <i>Visão geral da metodologia proposta</i> | 57 |
| Considerações finais | 59 |
| Referências bibliográficas | 61 |
| Anexo | 64 |

1 INTRODUÇÃO

Sistema de distribuição de energia elétrica é o nome dado pelo conjunto de equipamentos responsáveis pela entrega de energia aos consumidores de forma contínua e com qualidade. A Figura 1, retirada de [1] e modificada, ilustra basicamente a estrutura do sistema elétrico, na qual (A) representa a geração de energia elétrica, (B) as linhas de transmissão, (C) a distribuição de energia elétrica, (D) transformadores e chaves seccionadoras de distribuição, (E) consumidores comerciais e industriais e (F) as redes de distribuição em 110/220 V conforme a região.



FIGURA 1 – Sistemas elétricos de potência.

A principal função de uma rede de distribuição é que esta seja capaz de assegurar o fornecimento ininterrupto de energia aos seus clientes, de acordo com os padrões de qualidade previamente estabelecidos em norma [2]. Apesar de todas as precauções tomadas em relação ao planejamento e a concepção das redes de distribuição é impossível eliminar integralmente a ocorrência de defeitos, que podem ter diversas causas tais como climáticas, quebra de isolamento, acidentais etc.

O fornecimento de energia elétrica aos consumidores deve obedecer a dois conceitos fundamentais, normalmente denominados de qualidade de serviço e qualidade do produto. A qualidade do produto é caracterizada, principalmente, pela forma de onda da tensão dos componentes de um sistema trifásico e não será tratada neste trabalho. A qualidade do serviço, por outro lado, é entendida como a continuidade do fornecimento de energia elétrica aos consumidores. Existem muitos indicadores que mensuram essa qualidade. A melhora nesses índices de qualidade aumenta a confiabilidade no sistema elétrico e esta é a principal motivação deste estudo.

A ocorrência de defeitos, além de causar a interrupção da alimentação de energia aos clientes, afeta diretamente em perdas de receita e sujeição a penalidades para as companhias de energia elétrica. Com isso as distribuidoras procuram cumprir padrões, fornecendo energia de forma confiável, segura e principalmente rentável, de acordo com Georgilakis et al [3]. Desta forma, as distribuidoras de energia elétrica buscam novas soluções através da adoção de novas tecnologias dedicadas à automação das redes de distribuição diminuindo o tempo de interrupção de alimentação.

A Figura 2 ilustra uma rede de distribuição de energia elétrica, com transformadores, chaves fusíveis, cargas e condutores com diferentes bitolas. O trecho de A até B, em linha reta, é denominado de troncal. Já os ramais são identificados por números de 1 a 6.

Percebe-se que o ramal 3 possui um comprimento maior do que os outros ramais alimentando uma carga com várias residências, por outro lado os ramais 5 e 6 possuem praticamente o mesmo comprimento, porém alimentam uma maior e menor carga respectivamente. Além disso, os condutores possuem diferentes bitolas como, por exemplo, o ramal 4 possui uma bitola superior à do ramal 2.

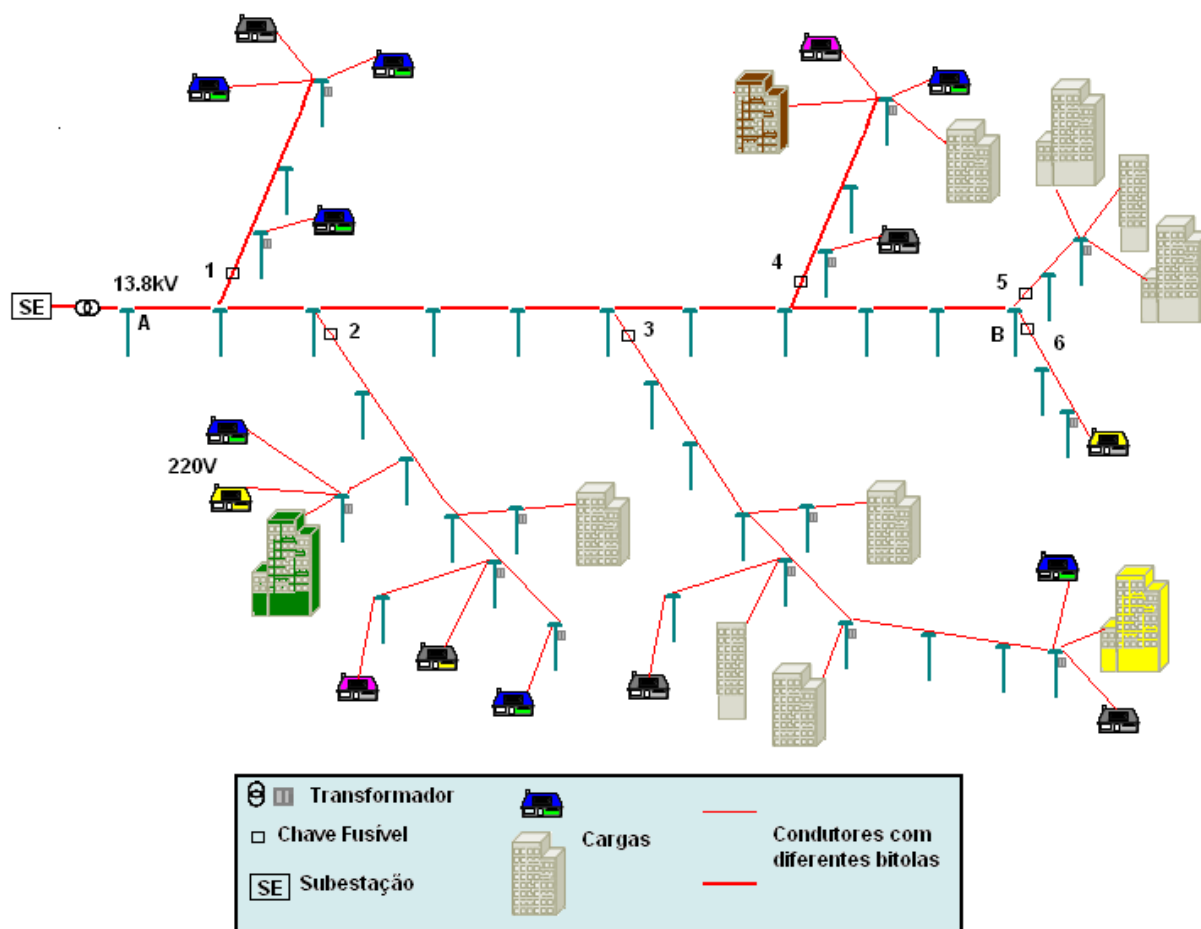


FIGURA 2 - Sistema de distribuição de energia elétrica.

Deste modo, um ramal pode ter uma pequena carga ou uma grande carga, bem como uma longa ou curta distância, com isso a localização dos ramais com falta de energia elétrica torna-se complicado e de difícil interpretação. Assim sendo, este trabalho, tem como objetivo, propor uma metodologia que consiste em classificar e caracterizar cada ramal da rede para quando ocorrer um defeito de energia elétrica o ramal danificado possa ser encontrado via software.

Os métodos para localizações de falhas em sistemas de distribuição vêm sendo cada vez mais estudados e debatidos, tendo diversos trabalhos publicados buscando minimizar o tempo de interrupção. Nesse contexto, uma das maneiras para minimizar o impacto da localização de defeitos é a identificação de ramais com os elos fusíveis rompidos, em síntese, o propósito deste trabalho, é identificar a área afetada por medida remota de corrente fornecida pela subestação da rede, conseguindo comparando os valores de corrente nos Mapas Auto-Organizáveis (SOM) identificando o ramal afetado.

Atualmente, as concessionárias de energia elétrica atualmente utilizam centrais telefônicas (Call Center) como meio de informação para a localização das faltas através da reclamação dos clientes. O sistema funciona basicamente a partir de vinculações de transformadores e chaves seccionadoras, ou seja, o cliente informa à companhia de energia e informa a falta, caso mais clientes liguem, vincula-se o processo e o operador verifica se o problema é mais amplo (chaves seccionadoras) ou se o problema é em um único transformador (elos fusíveis). Após essa tomada de decisão é enviado a campo uma equipe para inspecionar a rede de média e baixa tensão (MT e BT). Caso não existam cabos rompidos ou encostados uns aos outros, a equipe de campo direciona-se ao defeito informado pelo operador e executa a manutenção da rede, com o posterior religamento do circuito.

Este trabalho está organizado em seis capítulos. O primeiro capítulo situa o leitor ao problema abordado, contendo o resumo e a introdução e o capítulo 2 uma revisão bibliográfica sobre o assunto.

O capítulo 3 apresenta conceitos e noções sobre o programa ATP/EMTP, fornecendo as características gerais do programa para que o usuário possa compreender o funcionamento. A partir disto, é simulado no programa ATPDraw passo a passo o método proposto, mostrando as janelas e configurações realizadas para esta simulação.

No capítulo 4 é feita uma breve introdução aos Mapas Auto-Organizáveis, bem como são demonstradas suas características e funcionalidades. Será abordada também, a capacidade que este método tem de resolver situações de comparações e as dificuldades encontradas devido à pequena quantidade de dados de entrada.

O capítulo 5 mostra os conceitos dos índices de qualidade (FIC, DIC, DMIC, FEC e DEC), bem como as normas que fiscalizam e multam as concessionárias de energia elétrica pelo descumprimento destes índices. As fórmulas usadas para o cálculo dos indicadores são apresentadas conforme visto em [2].

Por fim, o capítulo 6 mostra o método proposto para localização de falhas de energia elétrica, com a rede simulada no software ATPDraw e uma análise técnica das correntes de carga, curto-circuito e pós falta a serem analisadas pelo algoritmo dos Mapas Auto-Organizáveis (SOM).

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Na literatura existe uma grande quantidade de trabalhos relacionados com localização de falhas em redes aéreas de distribuição, sabendo que as concessionárias de energia elétrica não possuem soluções reais para este problema. Desta maneira, nesta seção, serão citados vários trabalhos com diferentes técnicas publicadas desde 1991, sabendo que as 6 primeiras citações referem-se à utilização de simulações computacionais e as outras 5 são métodos que utilizam equipamentos de medições.

Em [4], Lehtonen et. al. sugerem duas formas para localização de falhas. Sendo a primeira baseada em medições de tensões e correntes na subestação, somente utilizando a reatância da linha no cálculo da distância da falta à subestação. Conforme os autores, o uso desta técnica minimiza o efeito da resistência de falta, porém a localização fica confusa nos ramais da rede.

A segunda maneira é baseada nas medições de corrente de curto-circuito, ou seja, a resistência de falta é estimada através dos valores de corrente de falta e no comprimento do arco elétrico formado no rompimento do elo fusível. Porém, a impossibilidade de conhecer o exato comprimento do arco elétrico afeta consideravelmente a precisão desta técnica.

Girgis e Fallon [5] mostram uma metodologia em linhas de transmissão com várias derivações de cargas e somente com medições no nó inicial. No instante em que ocorre um defeito os fasores de corrente e tensão são obtidos, com isso os diferentes níveis de correntes são utilizados para classificar o tipo de falta e selecionar a fase em falta. Após esta classificação, a impedância aparente é calculada e comparada com a impedância do alimentador, obtendo assim uma estimativa do local da falta. Os autores ainda citam que o grau aceitável de precisão deste método deve-se ao número limitado de ramais laterais e com cargas constantes.

Zhu et al [6] detalham que o alimentador de distribuição tem topologia radial e ramificada, com várias possibilidades de locais em falta. O trabalho usa medições somente no nó inicial do alimentador sendo treinado o algoritmo para diferenciar e selecionar os possíveis locais em falta através da análise de potência desligada devido à atuação dos dispositivos de proteção.

Um método em conjunto com a estimativa de um algoritmo com um esquema de probabilidade de faltas é proposto em [7]. Primeiramente os locais prováveis de falta são identificados através da estimação iterativa das correntes de carga e da corrente pós-falta para cada seção da troncal. Desta forma, o algoritmo analisa os padrões de correntes de cada local e determina a região da falta.

Karen R. C. Oliveira et. al. [8] sugerem a metodologia baseada em ondas viajantes utilizando como dados de entrada somente sinais de tensão locais. A partir disto, o algoritmo proposto filtra as componentes de baixa frequência do sinal de tensão, bem como os sinais de tensão trifásicos de alta frequência são desacoplados em três sistemas independentes. Com isso é feita uma análise das ondas (tempo para percorrer a rede), de maneira que o sinal desacoplado é analisado obtendo a estimativa do ramo faltoso.

Um programa para localização de faltas permanentes denominado de LOCFALT é apresentado em [9]. A localização é feita através dos dados contidos no sistema de geoprocessamento da CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais, o qual possui informações detalhadas dos dados físicos e elétricos das linhas de distribuição. Com isso, os níveis são comparados com os tempos de atuação dos relés de proteção, sendo obtido através do sistema de controle e aquisição de dados (SCADA), classificando, desta forma, a região de provável defeito.

Li, Mokhar e Jenkins [10] apresentam um método baseado no princípio de que todos os nós podem sofrer um afundamento de tensão e uma alteração no ângulo da fase afetada quando ocorrer um curto-circuito. Assim sendo, quando uma falta ocorre a tensão e a alteração do ângulo de fase são comparados com valores padrões armazenados e então é reconhecido o provável local de falha. É citado também que a medida de tensão é feita na subestação do alimentador.

Lehtonen et. al. [11] sugerem a instalação de indicadores de faltas em pontos estratégicos nos ramais da rede, sendo estes responsáveis pelo cálculo da distância da falta até a subestação, ou seja, compara-se a corrente de falta medida na subestação com a calculada pelo indicador para determinar o provável local da falta.

Renato de Arruda Penteado Neto [12] propôs uma metodologia baseada em rompimentos de cabos para casos em que ocorre uma falta de alta impedância, ou seja, desenvolveu um sensor que se comunica com a central via rádio frequência que quando o extensômetro instalado nos isoladores rompe ou se alonga, este sinaliza o rompimento de um cabo, informando assim a central.

José Ricardo Giordano Pinheiro et al [13] propôs a instalação de medidores com comunicação sem fio, com a função de captar os valores de tensão e corrente e transmitir essas informações a um elemento concentrador com a função de coordenar e determinar a ocorrência das falhas. Os autores enfatizam que o custo deste sistema é baixo, mesmo sabendo que se deve instalar em todos os ramais e troncais os sensores nos três fios e a cada 100 metros um coordenador de rede sem fio padrão IEEE 802.15.4.

Fábio Jose de Andrade et. al. [14] propôs um sinalizador luminoso de falta instalado nos três fios de média tensão. Quando ocorre um defeito, os sensores iluminam o possível trecho danificado sinalizando para as equipes de campo. Com isso, segundo os autores, o tempo médio de atendimento (TMA) à ocorrências emergenciais reduziu em 10% os prejuízos causados pelos indicadores de qualidade, superando assim os gastos com esses equipamentos.

3 FUNÇÕES DO SOFTWARE DE SIMULAÇÃO ATP/EMTP PARA VALIDAÇÃO DO MÉTODO PROPOSTO.

Neste capítulo apresenta-se o software ATP/EMTP responsável pela simulação digital de componentes elétricos, o qual também validou o método proposto deste trabalho. O propósito deste capítulo não é detalhar todas as funções do software e sim abordar o conhecimento para simular a rede de distribuição proposta.

3.1 Aspectos Gerais.

Um dos primeiros programas desenvolvidos para simulação digital de transitórios eletromagnéticos foi o EMTP (Eletromagnetic Transients Program), sendo basicamente um software responsável por simular sistemas de controle em uma rede polifásica de sistemas elétricos de potência. O ATP (Alternative Transients Program), desenvolvido em 1960, é um programa que consiste em uma versão do EMTP adaptada para a utilização pessoal, totalmente livre de “royalties”, sendo distribuído no Brasil pelo Comitê Brasileiro de usuários do EMTP (CBUE) no Rio de Janeiro, com sede em Furnas Centrais Elétricas S.A.

O software ATPDraw, como é chamado, possui vários ícones tais como máquinas assíncronas, máquinas síncronas, máquinas monofásicas, pára-raios, transformadores, geradores, chaves, linhas de transmissão/distribuição, componentes elétricos como resistores, capacitores e indutores etc, conforme ilustra a Figura 3. Com isso, o ATPDraw permite a simulação de casos reais de redes consideradas complexas devido à grande quantidade de componentes.

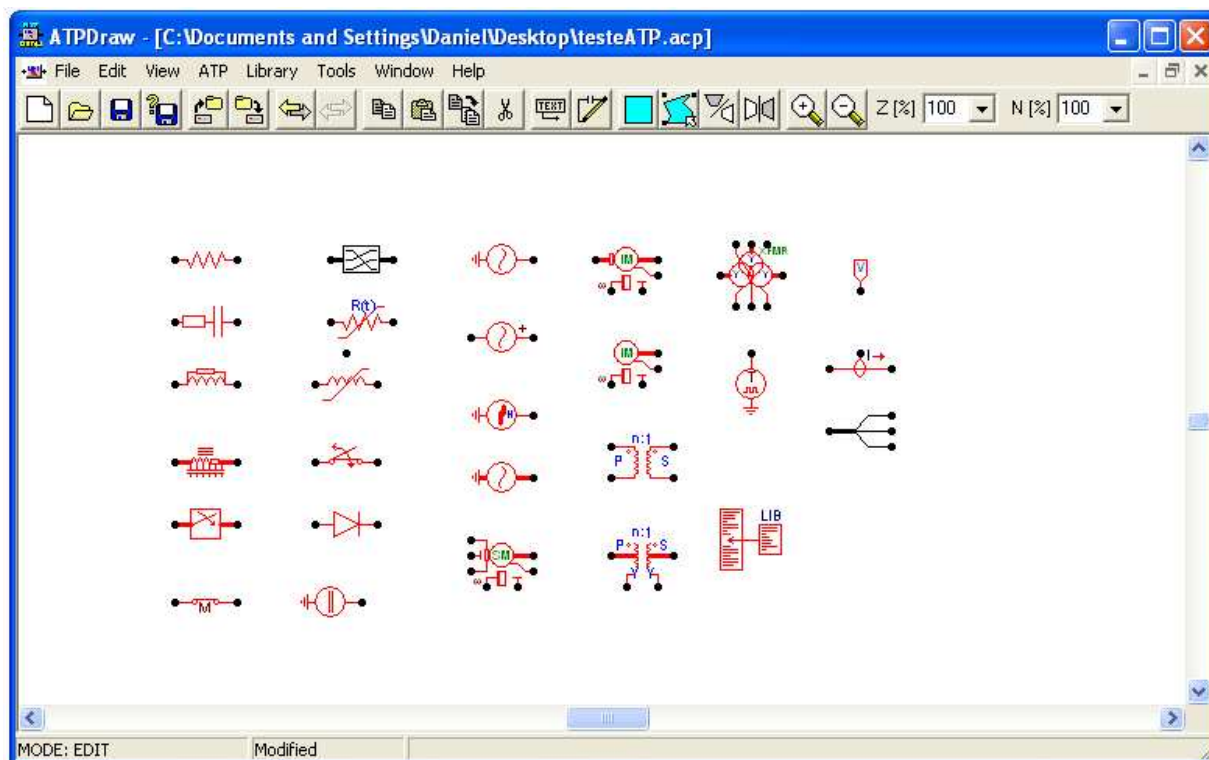


FIGURA 3 - Alguns componentes do software ATPDraw.

De um modo geral, o programa é uma ferramenta de grande flexibilidade e com um bom desempenho nas simulações de sistemas de potência, como comprovado pela grande quantidade de usuários no Brasil e no mundo com inúmeros trabalhos publicados enfatizando a utilização deste programa. A documentação completa do ATPDraw, contendo todas as informações sobre todos os modelos disponíveis, podem ser vistas no ATP Rule-Book, manual do programa, resumido em [15] e a versão do ATPDraw utilizada neste trabalho é a 5.0.

3.2 Construção do Circuito Proposto.

A simulação da rede é feita com a inserção de uma fonte de tensão senoidal trifásica, cabos trifásicos, chaves simulando os disjuntores e os curtos-circuitos, carga RLC e um medidor de corrente conforme as figuras ilustradas a baixo.

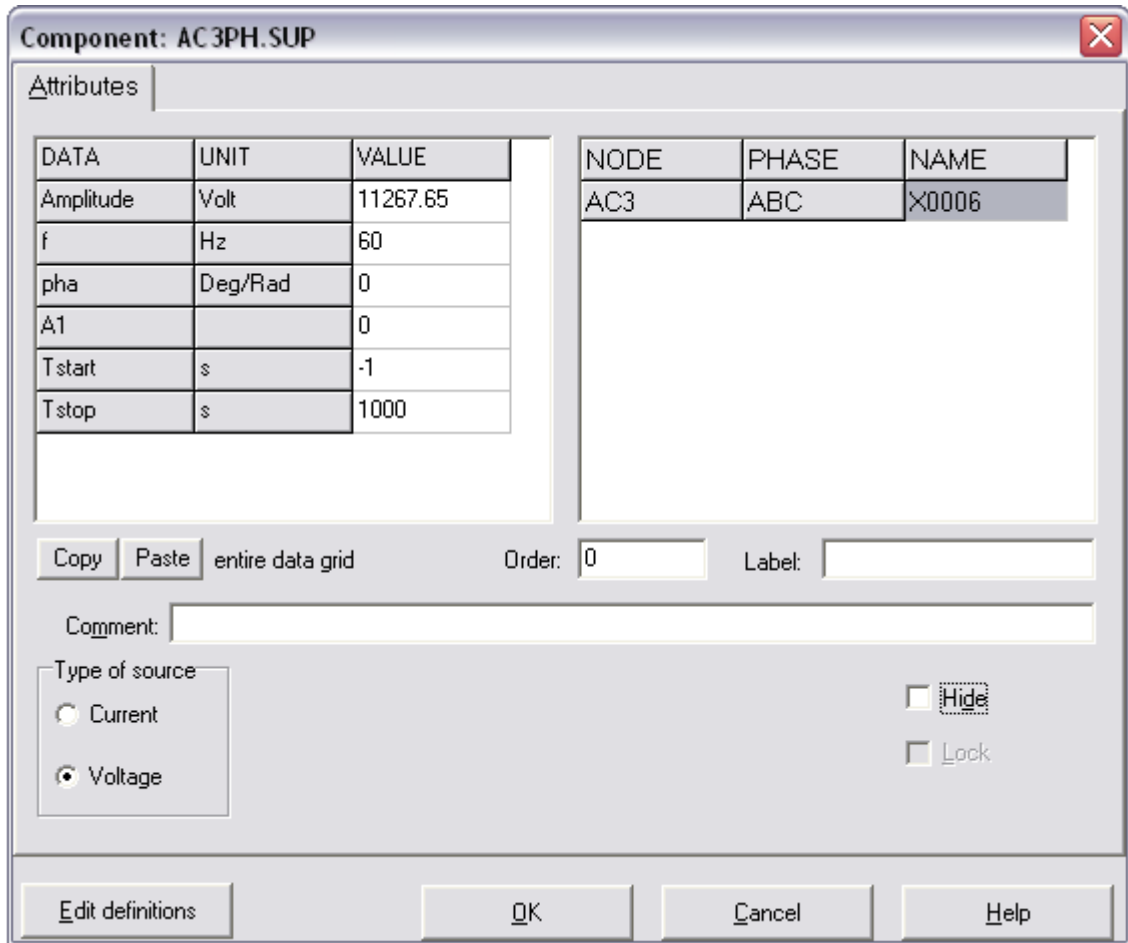


FIGURA 4 - Atributos de uma fonte trifásica simulada no ATPDraw.

Como pode ser observado, na Figura 4 foi adicionada uma fonte de tensão trifásica com amplitude de 11267 kV conforme a equação (1) e com frequência de 60 Hz, sabendo que o software ATPDraw considera o valor de fase e amplitude. Os tempos (Tstar e Tstop) sinalizam o tempo em que a fonte irá ficar ligada e desligada respectivamente. Neste caso, a fonte já inicia a simulação ligada (Tstart = -1).

$$V = (13.8 \text{ kV} * \sqrt{2}) / (\sqrt{3}) \quad (1)$$

$$V = 11267.65 \text{ kV}$$

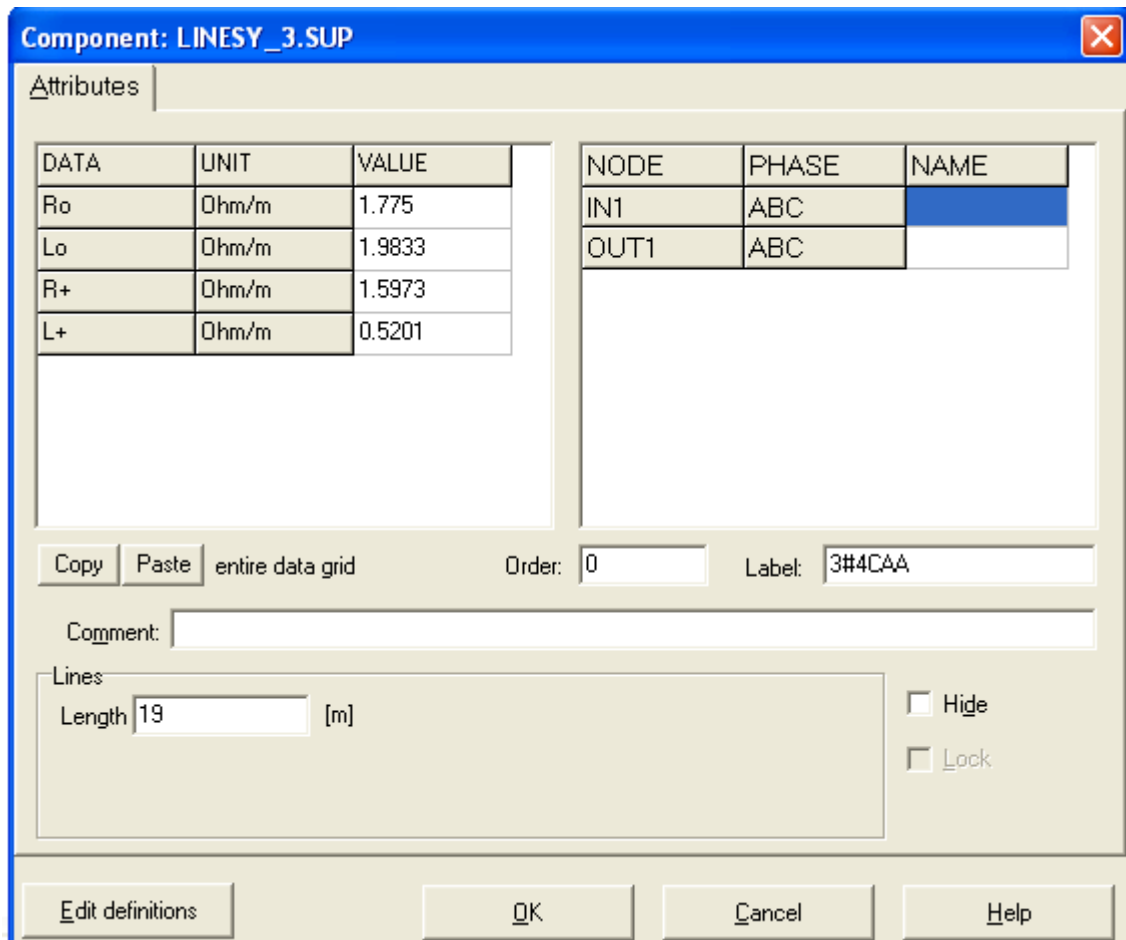


FIGURA 5 - Atributos de um cabo de um trecho.

Já a Figura 5, apresenta os atributos de um cabo sem o efeito capacitivo, somente com resistência e impedância. Os valores de R_o , L_o , R_+ e L_+ podem ser vistos na Tabela 5 em anexo. Foi considerado um cabo trifásico de alumínio com alma de aço de bitola 4 AWG (3#4CAA) com 19 metros de comprimento.

As Figuras 6 e 7 mostram os atributos das chaves que abrem ou fecham o circuito em tempos definidos simulando os curtos-circuitos e dispositivos de proteção. Assim sendo, a simulação total é feita sempre considerando 10 ciclos conforme a equação (2).

$$T = 1/f, f = 60 \text{ Hz} \quad (2)$$

$$T = 0.0166 \text{ s}$$

Considerando 10 ciclos, o período total de simulação ocorre em um intervalo de 0 a 0.166 segundos.

Component: SWIT_3XT.SUP

Attributes

| DATA | UNIT | VALUE | NODE | PHASE | NAME |
|--------|------|-------|------|-------|------|
| T-cl_1 | s | -1 | IN1 | ABC | |
| T-op_1 | s | 0.07 | OUT1 | ABC | |
| T-cl_2 | s | -1 | | | |
| T-op_2 | s | 1000 | | | |
| T-cl_3 | s | -1 | | | |
| T-op_3 | s | 1000 | | | |
| Imar | Amps | 0 | | | |

Copy Paste entire data grid Order: 0 Label:

Comment:

Output: 0 - No Hide Lock

Edit definitions OK Cancel Help

FIGURA 6 - Atributos de uma chave simulando um equipamento de proteção.

A Figura 6 ilustra as configurações de uma chave de proteção com o objetivo de desligar um ramal após um curto-circuito no trecho. Como pode ser visto, as siglas T-cl_1 e T-op_1 determinam os instantes em que a chave irá fechar e abrir, ou seja, T-cl_1 com o tempo em -1s representa que no momento inicial da simulação esta já inicia fechada e T-op_1 em 0.07 representa que após 4 ciclos este irá abrir. T-cl_2 e T-cl_3 se referem às outras duas fases.

Component: TSWITCH.SUP

Attributes | Characteristic

| DATA | UNIT | VALUE |
|------|------|-------|
| T-cl | s | 0.048 |
| T-op | s | 1000 |
| Imar | Amps | 0 |
| 3-ph | 0/1 | 0 |

| NODE | PHASE | NAME |
|------|-------|------|
| From | 1 | |
| To | A | |

Copy Paste entire data grid Order: 0 Label: CC Monofásic

Comment:

Output: 0 - No Hide Lock

Edit definitions OK Cancel Help

FIGURA 7 - Atributos de uma chave simulando um curto-circuito monofásico permanente.

Por outro lado, a Figura 7 apresenta os dados utilizados para simular um curto-circuito monofásico permanente no instante 0.048 (T-cl), ou seja, a chave irá fechar ligando um determinado ponto da rede ao terra, e na sequência irá desarmar a chave com as configurações da Figura 6.

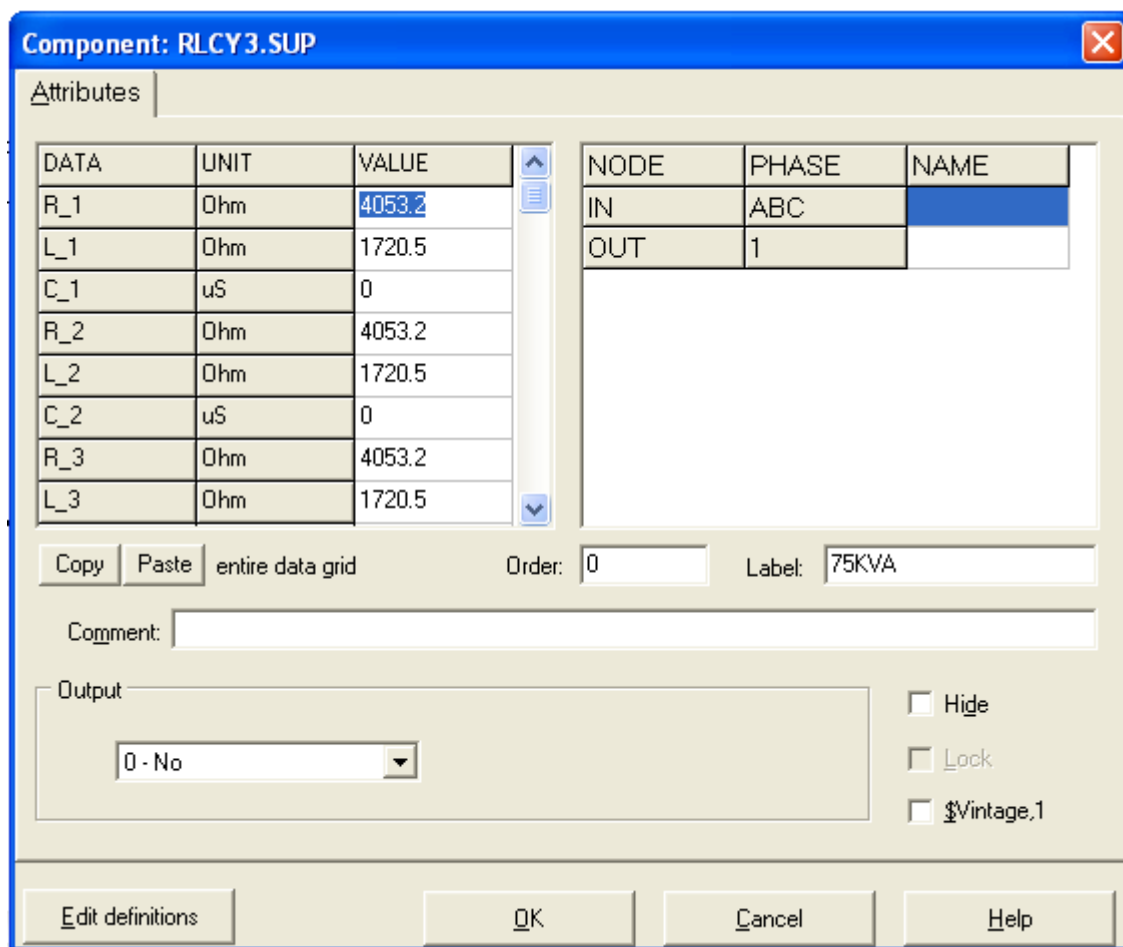


FIGURA 8 - Atributos para simular uma carga de 75 kVA constante.

A componente de carga é representada por uma resistência (R) e uma indutância (L), neste caso foi considerado um transformador de 75 kVA com fator de potência (FP) de 0.92, conforme a Figura 8.

Os valores R₁ e L₁ foram obtidos através das fórmulas 3 e 4 mostrando a equivalência em kW e kVAr, sabendo que o ATP considera carga constante.

$$a = \arccos(0.92) = 23.07 \quad (3)$$

$$Z = \frac{((138000)^2 / \sqrt{3}) / ((75000 * \exp(-23.07j * \pi / 180)) / 3)}{\quad} \quad (4)$$

$$Z = 4053.2 + 1720.5j$$

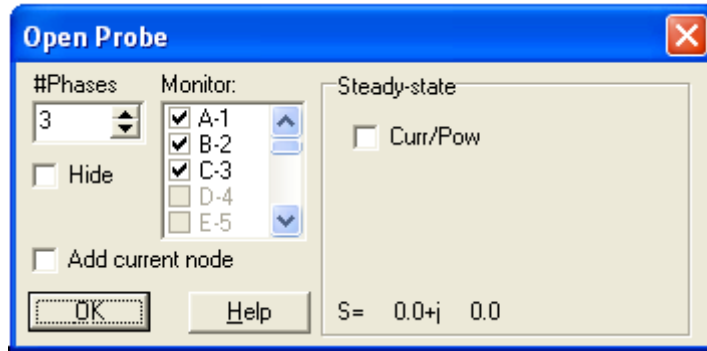


FIGURA 9 - Medidor de corrente.

Para ter a medida de corrente e simular o método, detalhado no capítulo 6, foi inserido um medidor de corrente trifásico no início da rede, ilustrado na Figura 9.

A partir das configurações dos atributos anteriores foi construída a rede de distribuição proposta que será utilizada para simular níveis de curto-circuito como pode ser vista na Figura 10.

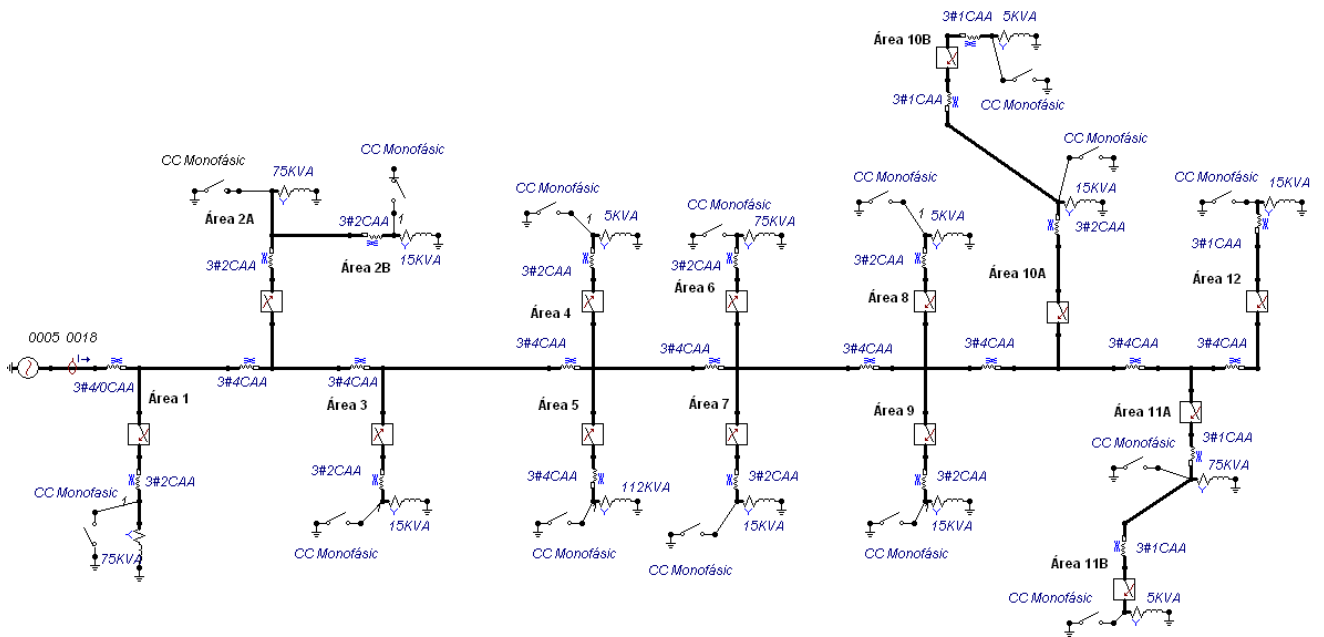


FIGURA 10 - Rede construída no ATPDraw.

4 CONCEITOS E FUNÇÕES DOS MAPAS AUTO-ORGANIZÁVEIS (SOM)

4.1 Mapas Auto-Organizáveis.

O algoritmo dos Mapas Auto-Organizáveis, mais conhecido pela sua sigla do inglês (SOM- *Self-Organizing Map*), foi desenvolvido por Teuvo Kohonen em 1982, e é um dos mais fáceis e populares para o aprendizado competitivo de redes neurais, sendo capaz de transformar e mapear um conjunto de dados em um conjunto finito de neurônios organizados em uma estrutura normalmente unidimensional ou bidimensional, conforme visto em [16]

Este capítulo descreve brevemente o conceito e as principais características do SOM, bem como a utilidade deste método na localização de falhas de energia elétrica.

4.2 Conceito do SOM.

O SOM consiste em uma rede neural de camada única (geralmente em 2D), a qual representa o mapa “treinado” pelo algoritmo. Os pesos da entrada para o mapa representam protótipos, assim os valores de entrada são notificados um a um pelo algoritmo, que verifica qual o protótipo que mais se assemelha ao dado apresentado, baseado em uma métrica de distância.

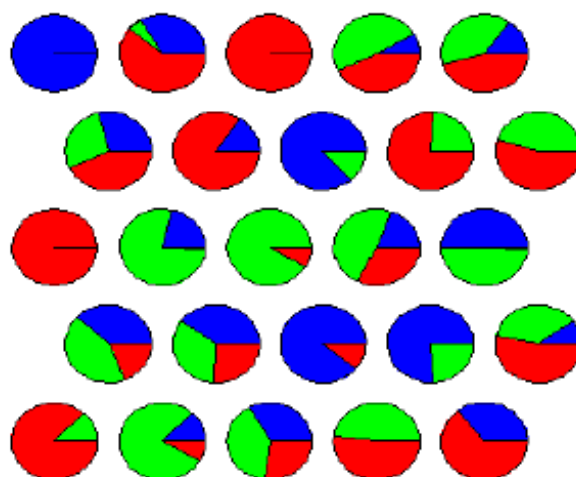
Desse ponto de vista, o SOM realiza uma projeção não-linear do espaço de dados de entrada para o espaço de dados de arranjo, executando uma redução dimensional. Ao realizar essa projeção não-linear, o algoritmo tenta preservar ao máximo a topologia do espaço original, ou seja, procura fazer com que neurônios vizinhos no arranjo apresentem valores de pesos que retratem as relações de vizinhança entre os dados.

Existem processos essenciais envolvidos na formação dos mapas tais como:

- a) Competição. Para cada dado de entrada, os neurônios calculam valores de uma função, fornecendo assim a base para a competição entre os neurônios. O neurônio com o maior valor é declarado o vencedor.
- b) Cooperação. Os neurônios vizinhos são formados no mapa devido à base de cooperação do neurônio vencedor.
- c) Adaptação Sináptica. Permite que os neurônios aumentem seus valores individuais da função discriminante, em relação ao padrão de entrada, através de ajustes aplicados a seus pesos sinápticos.

Portanto, os Mapas Auto-Organizáveis possuem um banco de dados externos um número fixo de vetores modelo (neurônios) um algoritmo de auto-organização e por fim uma grande quantidade de iterações. Assim, o algoritmo inicializa os mapas de vetores, e então, é escolhido um valor entre 0 e 1, e aleatoriamente é selecionada uma amostra de objetos a qual se calcula a distância entre cada peso do mapa para o vetor do objeto escolhido, determinando assim os vizinhos. Esta fase é considerada a fase de aprendizagem ou treinamento do mapa.

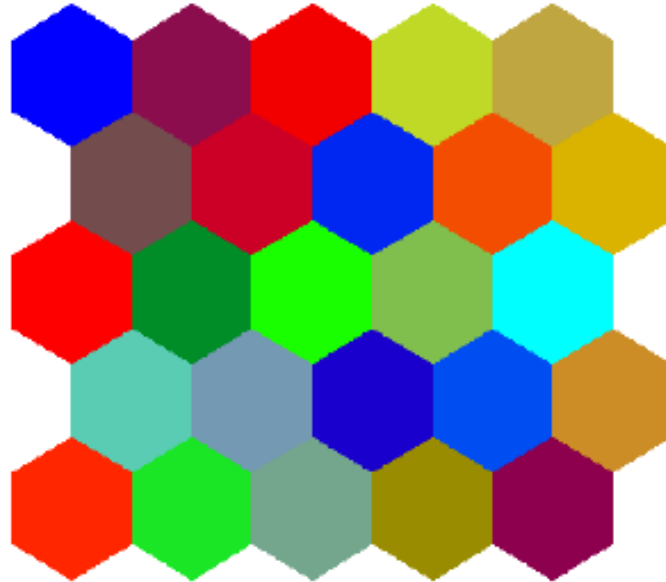
Conforme [17], para perceber a organização operacional que o algoritmo utilizado no SOM realiza foi atribuída uma sequência de 25 vetores de três cores inicialmente, e um mapa hexagonal 5x5, como mostram as figuras 11 e 12.



Fonte: Sperandio, 2004, p.34

FIGURA 11 - Gráficos mostrando a quantidade de cada cor nos modelos iniciais.

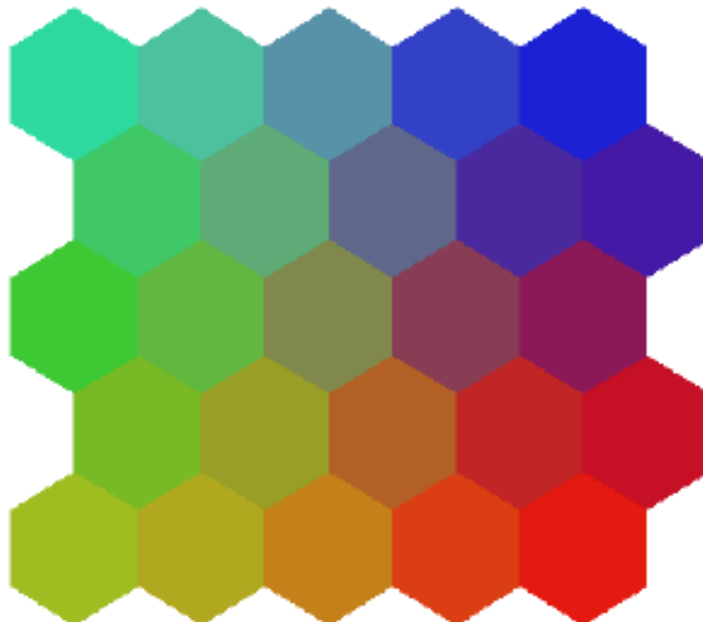
A partir destes dados, foi gerado um mapa hexagonal (5x5) com as composições das cores aleatoriamente.



Fonte: Sperandio, 2004, p.34

FIGURA 12 - Configuração inicial do mapa hexagonal.

Aplicando-se o processo de alta organização, o mapa treinado final ficou com a seguinte conformação:



Fonte: Sperandio, 2004, p.34

FIGURA 13 - Condição final do mapa treinado.

Analisando a Figura 13, pode-se notar que as cores foram separadas por similaridade, onde as cores mais puras foram postas nos extremos do mapa. No centro possui-se uma cor em proporção, semelhante a das três cores inicialmente oferecidas.

Outra característica importante deste tipo de rede artificial é que elas utilizam treinamento não supervisionado, onde a rede busca encontrar similaridades baseando-se apenas nos padrões de entrada. O principal objetivo dos Mapas Auto-Organizáveis, segundo Kohonen, é agrupar os dados de entrada que são semelhantes entre si formando classes ou agrupamentos denominados *clusters*.

Por fim, sabe-se que existem diferentes topologias de estrutura de um Mapa Auto-Organizável, sendo que a estrutura mais comum e utilizada no método proposto é a de duas dimensões. Na Figura 14 pode-se observar uma rede unidimensional (a), uma rede bidimensional com organização hexagonal (b) e uma rede bidimensional com disposição retangular (c).

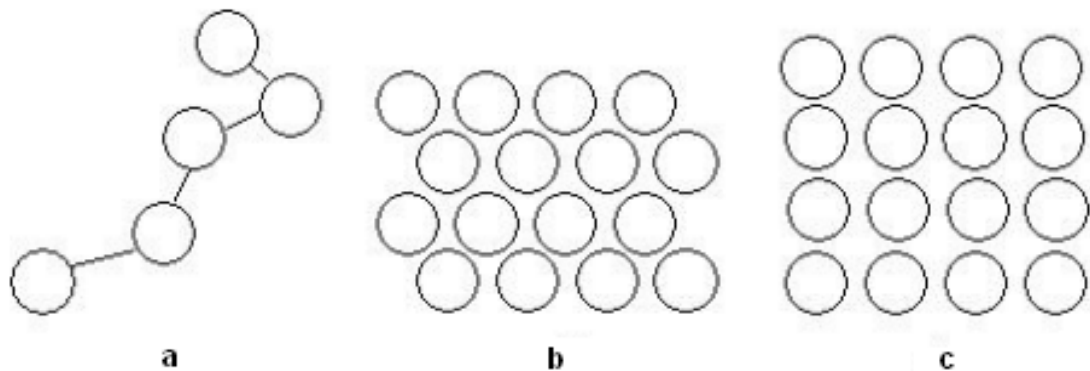


FIGURA 14 - Diferentes estruturas dos mapas auto-organizáveis.

Neste trabalho será utilizado a estrutura dos mapas auto-organizáveis devido à capacidade de sintetizar dados, ou seja, três dados de entrada (corrente de curto-circuito, corrente pós curto e uma variação de corrente antes e depois do curto-circuito) serviram como referência para o treinamento do mapa. Sabendo que os dados de entrada são adquiridos via simulação computacional (ATPDraw).

Como os mapas conseguem separar informações semelhantes e classificar cada entrada em um diferente neurônio este método será utilizado de forma a organizar os ramais de distribuição que possuem características de correntes semelhantes uns aos outros. Do mesmo mo-

do, este método foi escolhido devido a fácil interpretação e simplicidade como os mapas são apresentados ao usuário.

5 ÍNDICES DE QUALIDADE.

5.1 Setor de Energia Elétrica

Com a privatização de grande parte das concessionárias de energia elétrica, devido à ausência de recursos governamentais, a ANEEL, órgão responsável pela fiscalização e regulamentação de energia elétrica, vem cobrando melhoria dos serviços prestados pelas empresas através da regulamentação das metas que comprovem uma boa qualidade de energia elétrica.

Do mesmo modo, a ANEEL estabelece que um determinado tipo de consumidor tenha o direito de comprar energia de empresas e concessionárias que participam do mercado livre de energia elétrica e não mais somente daquela que possua concessão sobre a área onde o consumidor estiver instalado. Porém, esse direito é concebido apenas para consumidores com demanda acima de 3 MW alimentados com tensão superior a 69 kV.

À medida que os benefícios da energia elétrica passam a fazer parte da rotina das pessoas e empresas, é natural que se inicie um processo de discussão quanto à qualidade do produto. Neste trabalho, como análise preocupa-se com a continuidade do serviço, já que é evidente que qualquer interrupção do fornecimento implicará em transtornos financeiros.

A questão da qualidade da energia elétrica aparece, portanto, no momento em que os consumidores constatam que houve interrupção de fornecimento de energia, porém à medida que tais clientes se tornem mais sofisticados sob o ponto de vista tecnológico (Localização da falha), esta constatação é informada no instante exato do defeito.

Sabemos que a energia elétrica pode falhar em qualquer momento de nossos dias, analisando desta forma verifica-se que cerca de 85 % das falhas de energia são causadas tipi-

camente por alguma sobrecarga momentânea (galhos, dois fios que se tocam) conforme citado em [18]. Com isso, as concessionárias utilizam dispositivos que tentam religar o circuito rapidamente (religadores), caso não seja possível existem métodos para localizar a falha de energia como esta sendo proposto neste trabalho.

Uma unidade consumidora é um conjunto de equipamentos elétricos caracterizados pelo acesso e recebimento de energia elétrica em um único ponto de entrega, com medição individualizada e atribuída a um único consumidor. No caso de duas ou mais unidades consumidoras em um único terreno, deve-se acoplar os medidores em um único ponto de entrega e a leitura da energia elétrica deve ser feita separadamente.

Assim sendo, a ANEEL estabeleceu critérios de desempenho quanto à continuidade do serviço prestado pelas companhias de energia, ou seja, criou índices de qualidade (FEC e DEC primeiramente) de modo a medir a regularidade do fornecimento de energia elétrica dos consumidores.

As concessionárias devem apurar os indicadores de qualidade de duas formas distintas, uma considerando as interrupções com duração maior ou igual a 3 minutos e a outra com duração maior ou igual a 1 minuto. A contabilização das interrupções ocorridas para o cálculo dos indicadores deve ser feita dentro do período referente ao débito da conta de luz de cada usuário.

O DEC (Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora) indica o número, em média, de horas que um conjunto consumidor fica sem energia durante um período, geralmente de 30 dias. Já o FEC (Frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora) fornece quantas vezes, em média, ocorreu interrupção no conjunto consumidor.

O DEC e o FEC podem ser calculados pelas seguintes fórmulas, vistas em [2]

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i) \times T(i)}{Cs} \quad (5)$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i)}{Cs} \quad (6)$$

onde:

$Ca(i)$ = Número de unidades consumidoras interrompidas;

$T(i)$ = Duração de cada evento;

i = Índice de eventos ocorridos no sistema que provocam interrupções em uma ou mais unidades consumidoras;

k = Número máximo de eventos no período considerado;

Cc = Número total de unidades consumidoras, do conjunto considerado.

Com isso, as distribuidoras, a ANEEL e os consumidores podem avaliar a qualidade de energia do sistema elétrico e o desempenho dos serviços prestados.

Estes índices não representavam valores de multas altas para as concessionárias, o que levou a ANEEL a implementar três indicadores individuais: DIC, FIC e DMIC. Onde DIC (Duração de interrupção por unidade consumidora) e FIC (Frequência de interrupção por unidade consumidora) indicam por quanto tempo e quantas vezes respectivamente um consumidor ficou sem energia elétrica. O DMIC (Duração Máxima de Interrupção por unidade consumidora) é um indicador que limita o tempo máximo que o cliente pode ficar sem energia elétrica evitando assim a demora para o religamento do consumidor.

As metas para os indicadores DIC, FIC e DMIC estão publicadas na Resolução ANEEL número 024, de 27 de Janeiro de 2000 [19], com o correspondente ressarcimento dos consumidores nas respectivas contas. Estes dois indicadores são calculados como segue:

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (7)$$

$$FIC = n \quad (8)$$

i = Índice de interrupções da unidade consumidora;

$t(i)$ = Tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora;

n = Número de interrupções da unidade consumidora.

As concessionárias devem informar para a ANEEL os indicadores individuais de qualidade para que esses valores possam ser apresentados aos consumidores na fatura de energia elétrica.

Este trabalho busca minimizar esses índices através da rápida localização de defeito em casos de curto-circuito monofásico permanente. Segundo [20], com a instalação de sensores de corrente, o TMA (tempo médio de atendimento) reduziu em 19,2%, melhorando assim os indicadores individuais de qualidade.

5.2 Indicadores em casos emergenciais.

As distribuidoras devem dispor de sistemas ou mecanismos de atendimentos emergenciais, para que os consumidores possam prestar reclamações quanto a problemas relacionados aos serviços de distribuição de energia elétrica, conforme [2]. O atendimento de uma ocorrência emergencial é avaliado pelo (TMP) tempo médio de preparação, (TMD) o tempo médio de deslocamento, (TME) o tempo médio de execução e o (TMAE) tempo médio de atendimento a emergências.

O tempo médio de atendimento a ocorrências emergenciais, ou TMAE, é um indicador de qualidade de prestação de serviço das concessionárias distribuidoras de energia elétrica brasileiras, expresso em minutos conforme a fórmula 9.

Tempo Médio de Atendimento a emergências:

$$TMAE = TMP + TMD + TME \quad (9)$$

onde:

- TMP é o tempo médio de preparação da equipe de atendimento de emergência, expresso em minutos;

- TMD é o tempo médio de deslocamento da equipe de atendimento de emergência, expresso em minutos;

- TME é o tempo médio de execução do serviço até seu restabelecimento pela equipe de atendimento de emergência, expresso em minutos.

De (9) vemos que o valor do TMAE depende de três valores médios distintos, que são detalhadamente apresentados a seguir.

O primeiro valor que influencia diretamente no indicador TMAE é o tempo médio de preparação (TMP) das equipes de manutenção que fazem o atendimento emergencial da concessionária distribuidora. Mais especificamente, o TMP é a média dos tempos de preparação (TP), no período de apuração, para um determinado conjunto de unidades consumidoras, conforme mostra a equação 10.

Tempo Médio de Preparação:

$$TMP = \frac{\sum_{i=1}^n TP(i)}{n} \quad (10)$$

onde:

- n é o número de ocorrências verificadas no conjunto de unidades consumidoras, no período de observação;

- TP, expresso em minutos, é o tempo entre o conhecimento da existência de uma ocorrência e o início do deslocamento de uma equipe para o atendimento.

O TP é afetado pelo tempo levado para reunir uma equipe de manutenção, preparação e/ou checagem dos materiais, veículo, ferramentas e equipamentos de segurança necessários para realizar o atendimento.

O segundo valor que influencia o TMAE é o tempo médio de deslocamento (TMD) da equipe de manutenção quando atendendo ocorrências emergenciais. O TMD é dado pela média dos tempos de deslocamento (TD), no período de apuração, para um determinado conjunto de unidades consumidoras e pode ser calculando segundo a seguinte equação.

Tempo Médio de Deslocamento:

$$TMD = \frac{\sum_{i=1}^n TD(i)}{n} \quad (11)$$

onde:

- n é o número de ocorrências verificadas no conjunto de unidades consumidoras, no período de observação;

- TD, expresso em minutos, é o tempo de deslocamento da equipe de atendimento de emergência para cada ocorrência emergencial.

O TD é afetado pela disponibilidade de equipes próximas ao local da ocorrência e pela facilidade que esta equipe terá em localizar o local do problema ocorrido na rede elétrica para que, só então, se iniciem os trabalhos de reparo propriamente ditos.

O último valor que influencia no indicador TMAE é o tempo médio de execução (TME) dos serviços de atendimento das ocorrências emergenciais até seu restabelecimento. O TME é a média dos tempos de execução (TE), no período de apuração, para um determinado conjunto de unidades consumidoras, conforme equação 12.

Tempo Médio de Preparação:

$$TME = \frac{\sum_{i=1}^n TE(i)}{n} \quad (12)$$

onde:

- n é o número de ocorrências verificadas no conjunto de unidades consumidoras, no período de observação;

- TE, expresso em minutos, é o tempo de execução do serviço até seu restabelecimento pela equipe de atendimento de emergência para cada ocorrência emergencial.

O TE é afetado, entre outros fatores, pelas informações que a equipe de manutenção tem sobre o defeito que gerou a ocorrência emergencial e pelos procedimentos utilizados para solucionar o problema.

Assim sendo, a utilização de um método que diminua o tempo de restabelecimento de energia elétrica irá minimizar os custos envolvidos nas penalidades citadas acima, com a utilização de um método de localização de falhas espera-se que os tempos de atendimentos reduzam em até 15%.

6 MÉTODO PROPOSTO PARA LOCALIZAÇÃO DE FALHAS E ANÁLISE DOS RESULTADOS.

6.1 Desenvolvimento do Método Proposto.

No desenvolvimento do sistema para localização de falhas em alimentadores radiais de distribuição, considerou-se que as informações disponíveis são apenas dados de correntes medidos na subestação, isto é, os fasores das correntes pré, durante e após a falha, nas fases, medidos no ponto de saída do alimentador. O fasor da corrente de falta pode ser estimado subtraindo-se o fasor da corrente durante a falta do fasor da corrente pré-falta, como visto em [21].

A Figura 15 ilustra a estrutura do sistema desenvolvido no software ATPDraw. Pode-se observar que foram introduzidos vários tipos de cabos, diferentes cargas e diferentes comprimentos de cabos, ou seja, 15 (quinze) transformadores com fator de potência 0.92, sendo quatro de 75 kVA, seis de 15 kVA, quatro de 5 kVA e um de 112 kVA, 14 chaves de proteção trifásica e quatro tipos de cabos (3#4/0CAA, 3#4CAA, 3#2CAA, 3#1CAA).

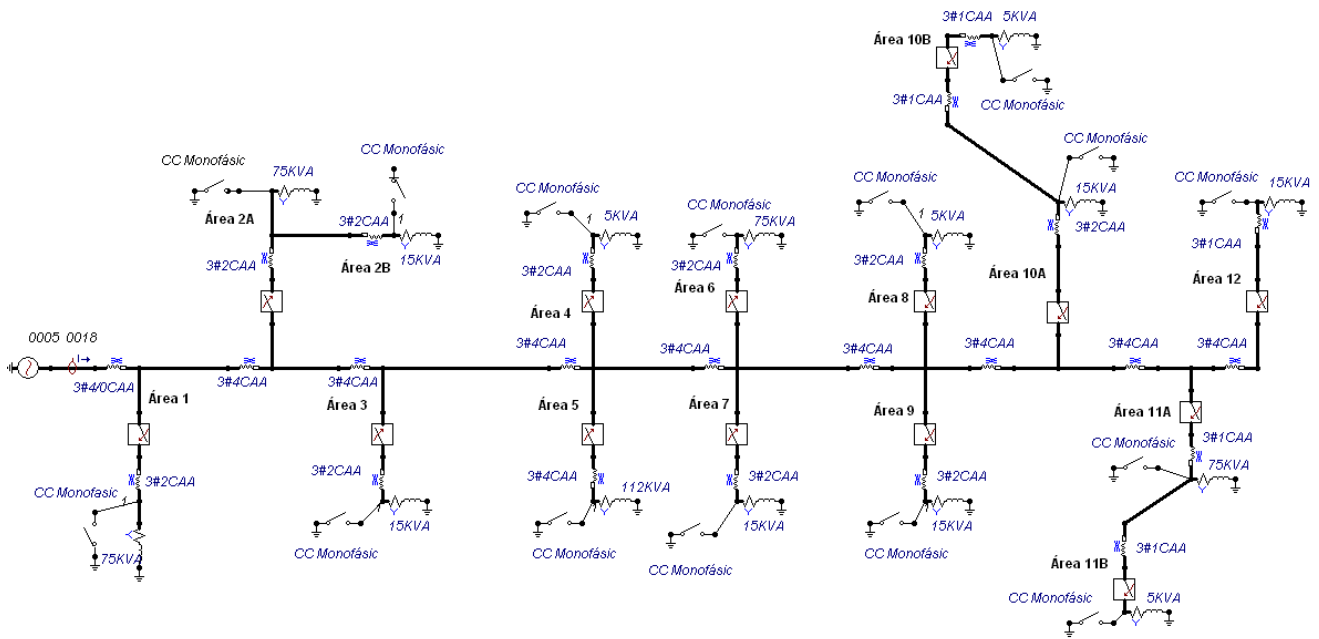


FIGURA 15 - Rede elétrica simulada no ATPDraw.

Para uma melhor visualização, os ramais foram separados por áreas as quais facilitam o entendimento do problema. O curto-circuito (monofásico e trifásico) é simulado através de uma chave que após 0.048 segundos de simulação aterra o circuito, conseqüentemente uma chave trifásica simula os equipamentos de proteção, que após (0.07) segundos de simulação irá desligar a área afetada.

Inicialmente foram simulados os níveis de corrente nominais da rede, sem nenhum tipo de defeito, como pode ser observado na Figura 16.

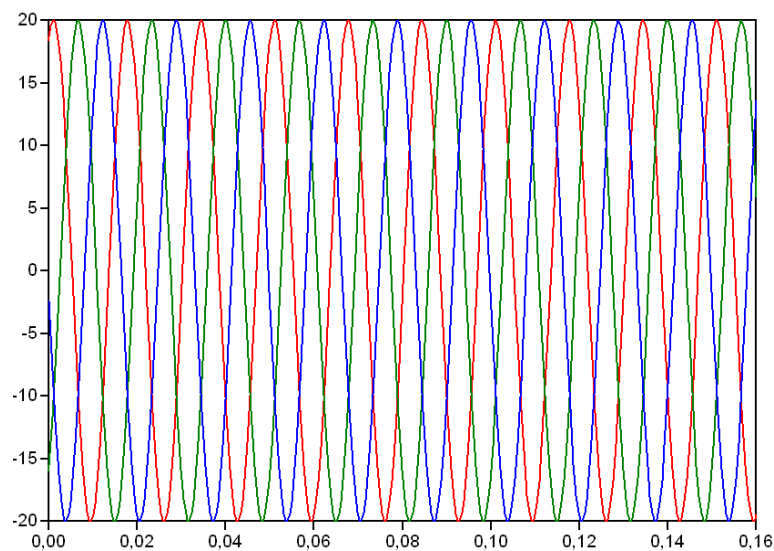


FIGURA 16 - Nível de corrente trifásica da rede.

| | 1 | 2A | 2B | | | | 6 | 7 | 8 | 9 | 10A | 10B | 11A | 11B | 12 |
|----------------------------------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Corrente Pré Falta (A) | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 |
| Corrente CC (A) | 403.2 | 247 | 212.53 | 170.26 | 127.71 | 118.63 | 106.5 | 102.1 | 90.33 | 91.36 | 78.04 | 71.47 | 70.06 | 68.03 | 68.18 |
| Corrente Pós Falta (A) | 16.95 | 16.56 | 16.56 | 19.41 | 19.81 | 16.08 | 17.47 | 19.49 | 19.7 | 19.4 | 19.33 | 19.6 | 17.38 | 19.83 | 19.51 |
| Corrente pré menos corrente pós. | 3.05 | 3.44 | 3.44 | 0.59 | 0.19 | 3.92 | 2.53 | 0.51 | 0.3 | 0.6 | 0.67 | 0.4 | 2.62 | 0.17 | 0.49 |

Analisando os valores da Tabela 1, percebe-se que corrente pré-falta encontra-se em 20 A e que quanto mais distante o ramal for da medição é menor o nível de curto-circuito, atribuindo isto à impedância do ramal. Desta forma, sabendo que a corrente pré-falta é igual em todas as áreas foi inserido uma diferença entre a corrente pré-falta menos a corrente pós-falta com o intuito de fornecer ao algoritmo SOM uma nova variável de entrada.

As Figuras 18 e 19 das áreas 1 e 12 respectivamente, comprovam estas diferenças de curto-circuito.

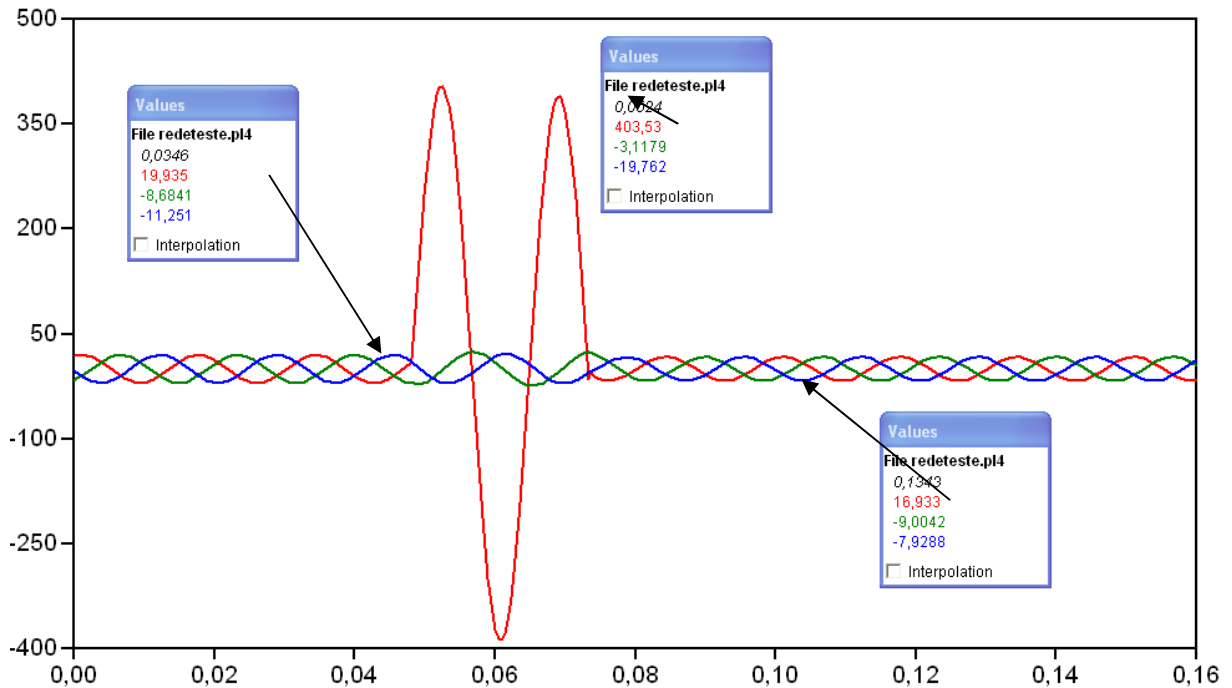


FIGURA 18 - Simulação de curto-circuito na área 1.

A corrente pós-falta é sempre menor que a corrente nominal devido ao corte de carga que ocorreu pelo equipamento de proteção usado para eliminar o curto-circuito.

É visto que a corrente de curto-circuito da Figura 18 está em aproximadamente 403 A, o maior nível de curto-circuito da rede proposta. Já na Figura 19, o nível encontra-se em aproximadamente 68 A, sendo a menor corrente da rede proposta.

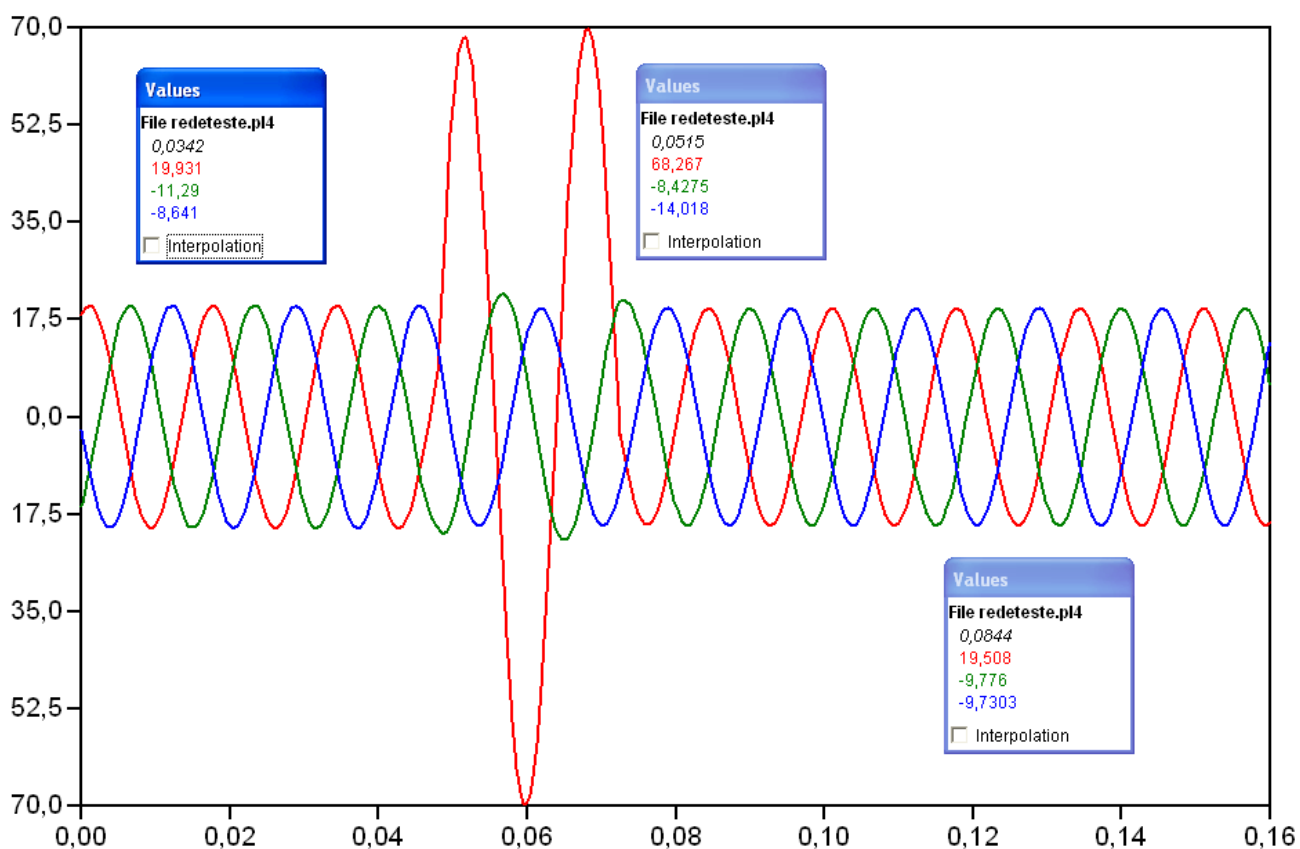


FIGURA 19 - Simulação de curto-circuito na área 12.

No caso da Figura 19, o corte de carga foi menor que 0.5 kVA devido à pequena demanda da região, ou seja, um transformador de 15 kVA. Portanto, neste caso, os níveis de curto-circuito dependem da potência da carga e da distância que se encontra do medidor de corrente.

6.3 Curto-circuito trifásico.

Do mesmo modo do item 6.2 foi simulado curto-circuito na área 5, com o intuito de analisar o comportamento das correntes trifásicas pré, durante e pós-falta, conforme está ilustrado na Figura 20.

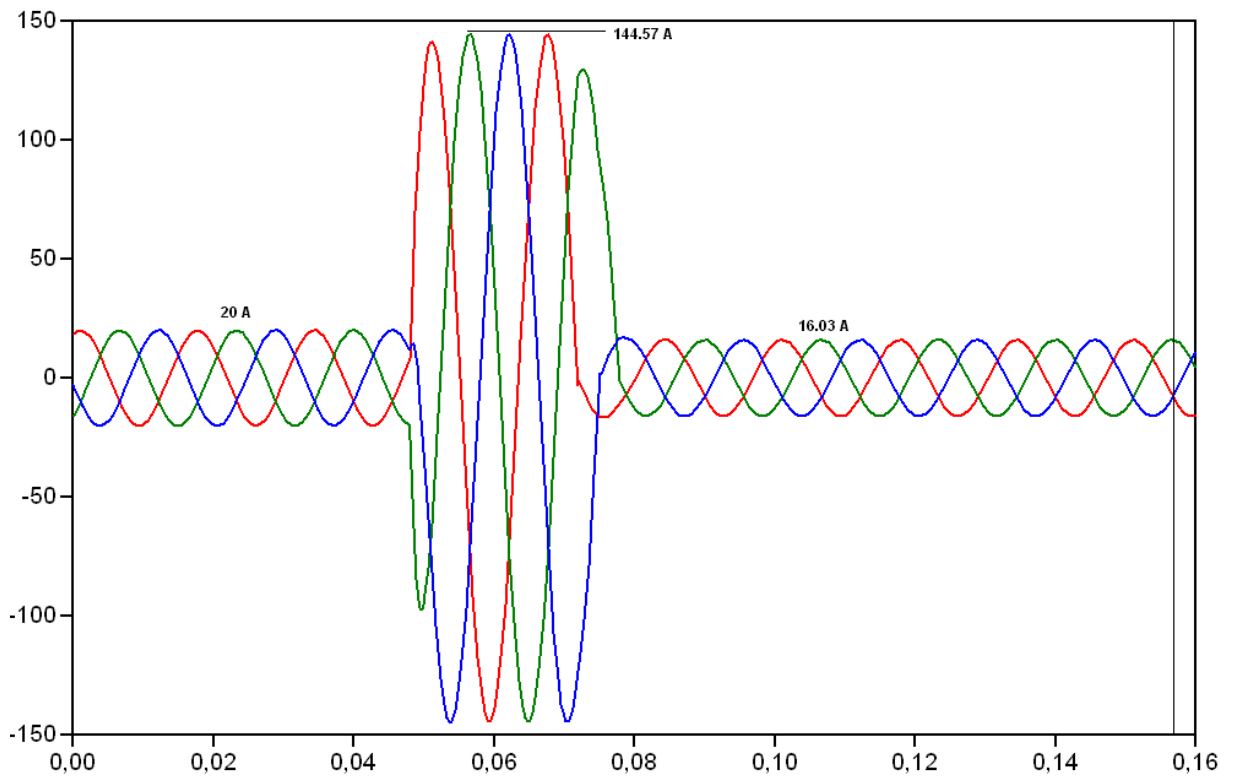


FIGURA 20 - Simulação de curto-circuito trifásico na área 5.

Nota-se que a corrente de curto-circuito é igual nas três fases, isto se deve ao fato que as três fases estão equilibradas.

Foram simulados curtos-circuitos trifásicos em todas as áreas separadamente, obtendo assim os valores de corrente mostrados na tabela 2.

TABELA 2- Dados de curto-circuito trifásico por área.

| | Área 1 | Área 2A | Área 2B | Área 3 | Área 4 | Área 5 | Área 6 | Área 7 | Área 8 | Área 9 | Área 10A | Área 10B | Área 11A | Área 11B | Área 12 |
|----------------------------------|--------|---------|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|----------|----------|----------|----------|---------|
| Corrente Pré Falta (A) | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 |
| Corrente CC (A) | 580.44 | 324.76 | 278.34 | 216.19 | 157.34 | 144.57 | 128.76 | 123.49 | 108.52 | 109.72 | 92.70 | 85.80 | 83.52 | 80.91 | 80.33 |
| Corrente Pós Falta (A) | 16.95 | 16.56 | 16.56 | 19.41 | 19.81 | 16.08 | 17.47 | 19.49 | 19.7 | 19.4 | 19.33 | 19.6 | 17.38 | 19.83 | 19.51 |
| Corrente pré menos corrente pós. | 3.05 | 3.44 | 3.44 | 0.59 | 0.19 | 3.92 | 2.53 | 0.51 | 0.3 | 0.6 | 0.67 | 0.4 | 2.62 | 0.17 | 0.49 |

Fazendo uma comparação entre a Tabela 1 e 2 pode-se notar que a corrente pós-falta é a mesma em cada área, porém na Tabela 1 a queda de carga é referente a uma única fase e na Tabela 2 a queda de carga é equivalente para as três fases. Assim sendo, a diferença entre as correntes pré e pós-falta é igual para as duas tabelas.

6.4 Utilização do Algoritmo SOM.

Desde o seu surgimento, em 1982, o SOM vem sendo aplicado numa ampla variedade de problemas de engenharia, medicina etc. Destacam-se as potencialidades de visualização de dados multivariados, análise de agrupamentos, mineração de dados, descoberta de conhecimento e compressão de dados segundo Kohonen, visto em [22].

A utilização do SOM, neste trabalho, deve-se pela capacidade de comparação e localização precisa de valores de dados semelhantes. A seguir é apresentada a fórmula como o algoritmo foi estruturado.

Foi simulada uma rede de distribuição de energia elétrica, conforme visto na Figura 15, fornecendo os valores de correntes pré-falta, pós-falta e de curto-circuito delimitando assim as correntes características de cada ramal.

Os dados da Tabela 1 e 2 separadamente serviram como dados de entrada que caracterizaram cada neurônio, em seguida foi montada uma estrutura de dados, uma normalização dos

valores de corrente e “treinado” o mapa. Desconsiderando o valor de pré-falta que é sempre igual a 20 A, não influenciando no algoritmo utilizado (SOM).

Foram testados quatro tamanhos de mapas, um 3x3, 5x5, 9x9 e 11x11 todos ilustrados nas figuras a seguir, em que a pretensão é fazer com que o algoritmo vincule um neurônio a uma única área.



FIGURA 21 - Mapa Auto-Organizável com dimensão 3x3.

Observa-se na Figura 21 que as áreas ficaram aglomeradas não conseguindo separar as regiões com características de correntes diferentes, ou seja, várias áreas foram classificadas nos mesmos neurônios, devido ao pequeno número de neurônios disponíveis.

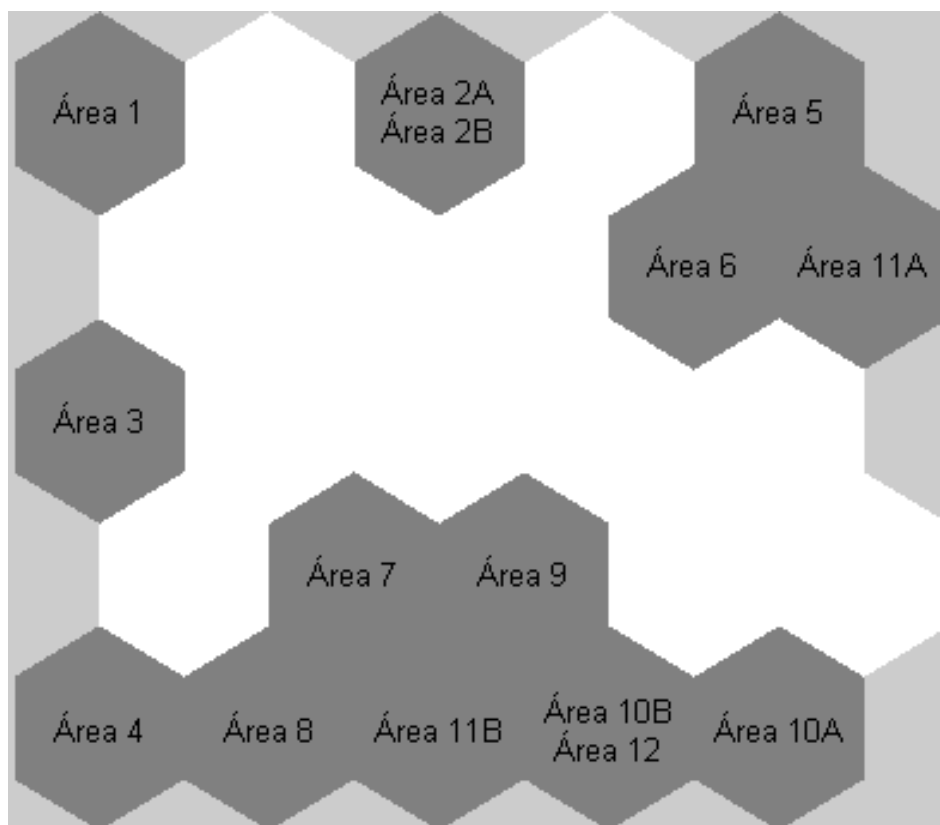


FIGURA 22 - Mapa Auto-Organizável com dimensão 5x5.

Já na Figura 22 foi simulado um mapa com dimensão 5x5 onde os neurônios começaram a distanciar-se um dos outros em comparação com a Figura 21, porém ainda com muita similaridade e vizinhança como pode ser percebido na parte inferior do mapa.

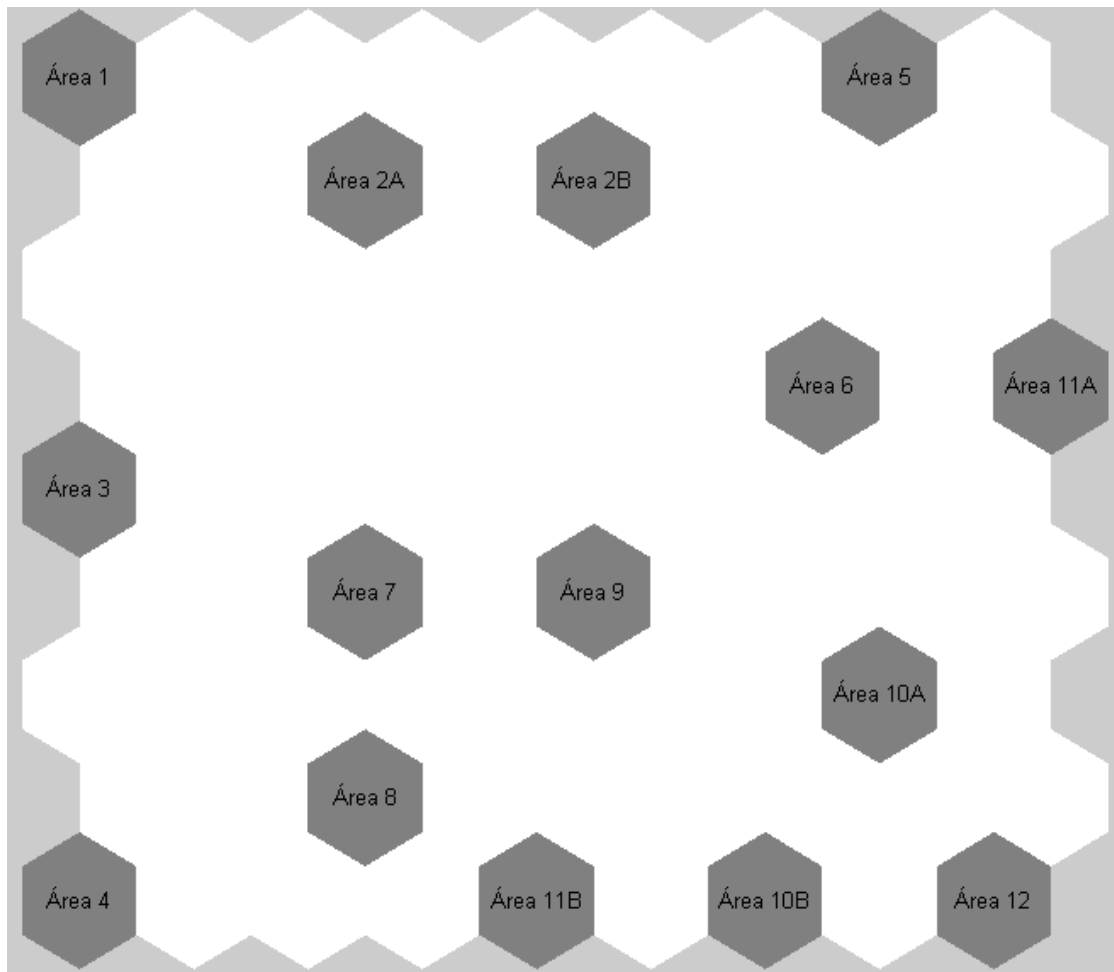


FIGURA 23 - Mapa Auto-Organizável com dimensão 9x9.

Já com um mapa 9x9, Figura 23, todas as áreas foram classificadas por apenas um neurônio, além destes não estarem aglomerados como na Figura 22. Isso permite uma associação mais direta das correntes de curto-circuito com uma determinada área simulada previamente.

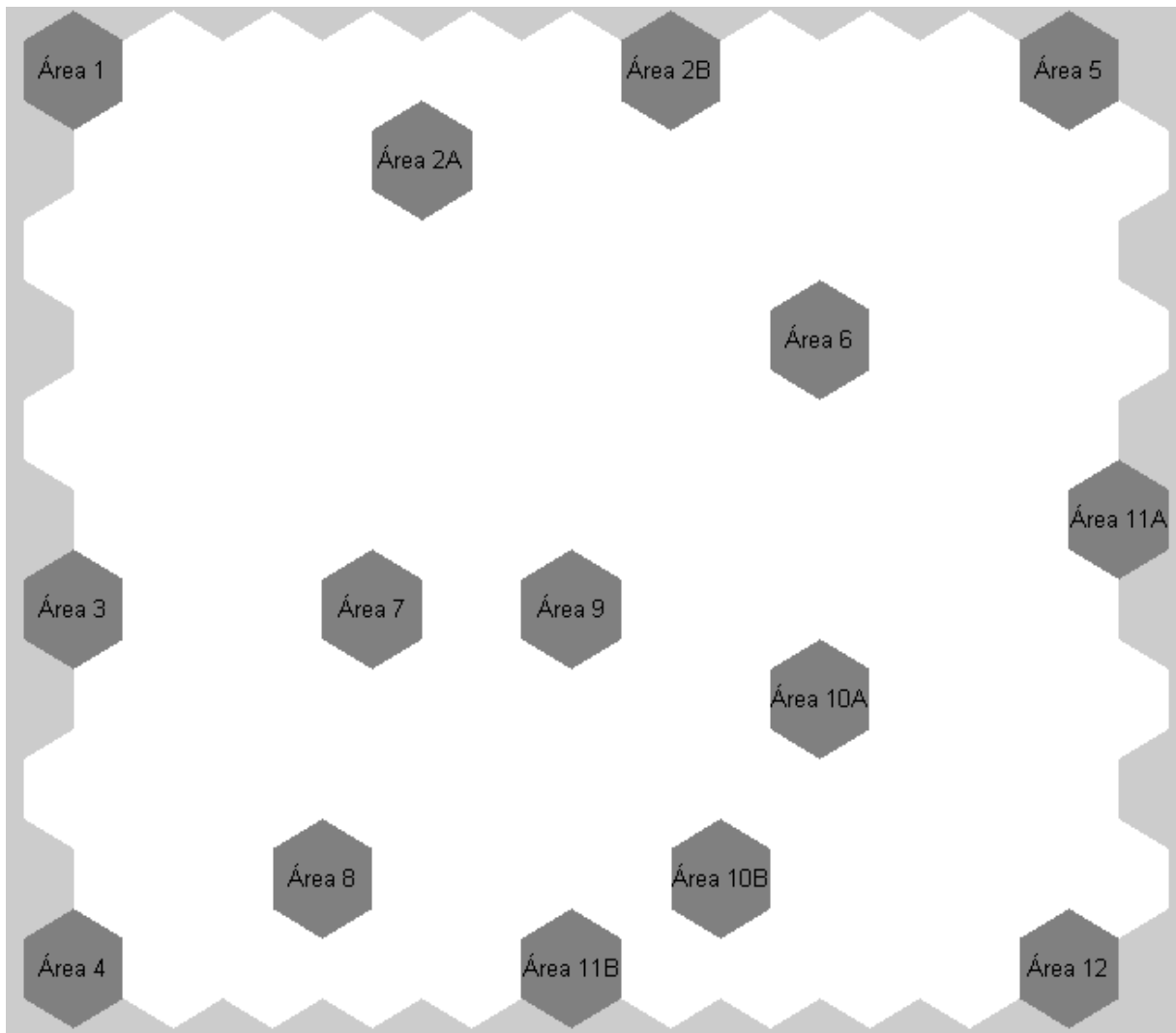


FIGURA 24 - Mapa Auto-Organizável com dimensão 11x11.

Com o intuito de distanciar ainda mais os neurônios, o mapa foi aumentado conforme a Figura 24, porém tal dimensão (11x11) não forneceu grandes melhorias em relação ao mapa da Figura 23, ou seja, um maior mapa a partir de agora não irá melhorar a visualização dos neurônios.

Portanto, foi escolhido o mapa com dimensão 9x9 da Figura 23, pois tal dimensão conseguiu separar todas as áreas da rede de distribuição em neurônios diferentes. Assim sendo, este tamanho foi escolhido de forma a distanciar os neurônios com características muito parecidas, sabendo que um maior mapa não irá distanciar os neurônios já normalizados e um menor mapa irá aglomerar as áreas em regiões vizinhas.

Para uma melhor visualização do mapa, os neurônios foram numerados em tons de azules conforme ilustrado na Figura 25.

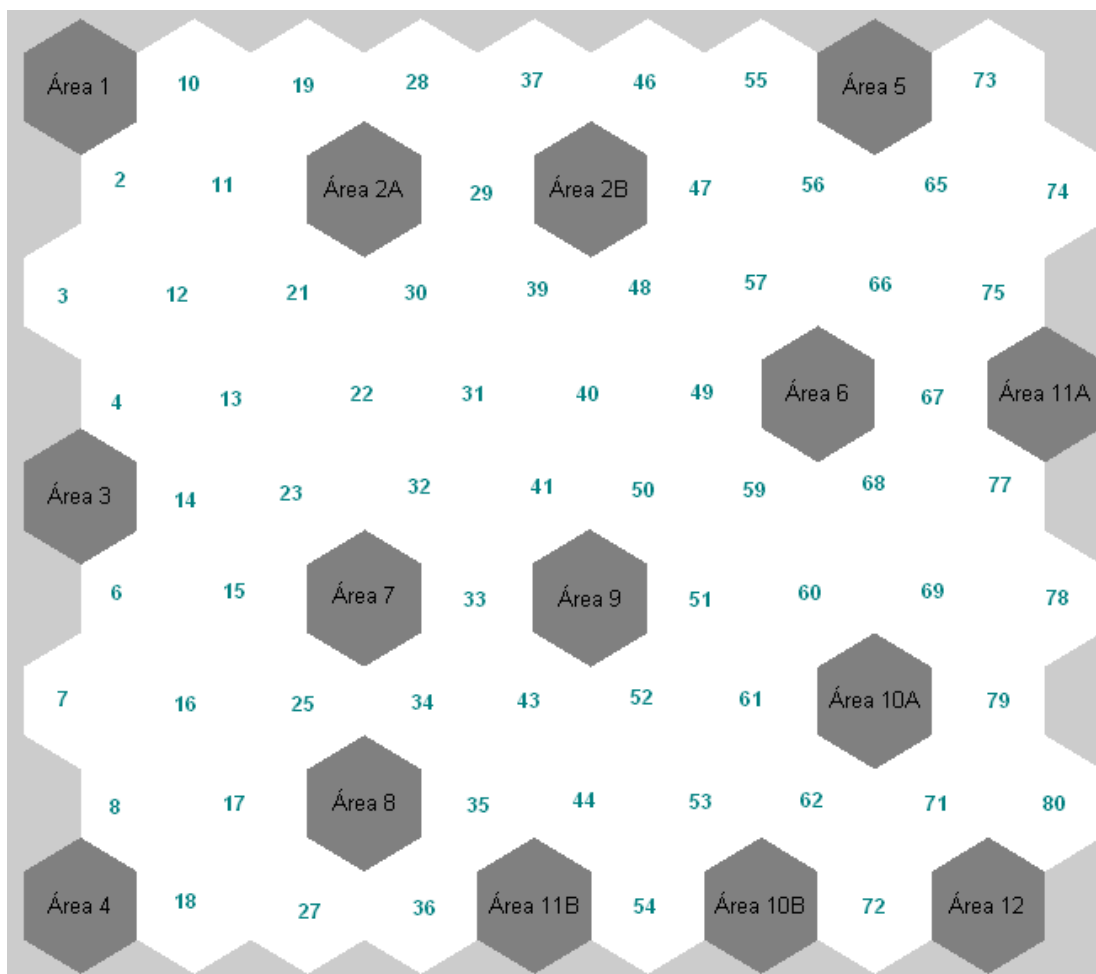


FIGURA 25 - Mapa das áreas treinadas pelo SOM.

Cada área possui os valores de curto-circuito, pós e a variação entre a corrente pré e pós curto-circuito simulados no software ATPDraw, ou seja, o mapa está organizado em uma estrutura hexagonal com 15 neurônios distintos de um total de 81. Cada área é utilizada com o intuito de localizar o defeito de energia elétrica, uma vez que um curto-circuito ocorrer, esses novos valores de corrente são comparados e atribuídos a uma determinada área.

Com o mapa já “treinado” foram simulados defeitos com características de curto-circuito monofásico-terra e trifásico separadamente. Esses valores foram obtidos em razões que variam de 0 a 5% do valor simulado de curto-circuito de cada área. Com isso foram realizados alguns testes com perfis diferentes para proporcionar várias simulações. Os perfis monofásicos e trifásicos estão descritos na Tabela 3 e 4 respectivamente.

TABELA 3 - Perfis de curto-circuito monofásico terra.

| | Perfil 1 | Perfil 2 | Perfil 3 | Perfil 4 | Perfil 5 | Perfil 6 | Perfil 7 |
|------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Corrente CC (A) | 398 | 209 | 132.3 | 100 | 70 | 72 | 72 |
| Corrente Pós Falta (A) | 17.1 | 15.8 | 19.7 | 19.6 | 17 | 19 | 19.5 |
| Variação de Corrente | 2.97 | 3.55 | 0.15 | 0.57 | 2.72 | 0.33 | 0.47 |
| Neurônio Escolhido | 1 | 46 | 9 | 25 | 75 | 60 | 72 |
| Área Esperada | Área 1 | Área 2B | Área 4 | Área 7 | Área 11A | Área 10B | Área 10B |

TABELA 4 - Perfis de curto-circuito trifásico.

| | Perfil 1 | Perfil 2 | Perfil 3 | Perfil 4 | Perfil 5 | Perfil 6 | Perfil 7 |
|------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Corrente CC (A) | 574 | 270 | 162 | 120 | 80.5 | 88 | 87 |
| Corrente Pós Falta (A) | 17.1 | 15.8 | 19.7 | 19.6 | 17 | 19 | 19.5 |
| Variação de Corrente | 2.97 | 3.55 | 0.15 | 0.57 | 2.72 | 0.33 | 0.47 |
| Neurônio Escolhido | | | | | | | |
| Área Esperada | Área 1 | Área 2B | Área 4 | Área 7 | Área 11A | Área 10B | Área 10B |

Assim sendo os valores de corrente de cada perfil são simulados no SOM com o objetivo de localizar o possível defeito, informando em qual neurônio este perfil se encaixa melhor. A Figura 26 sinaliza com pontos de cores diferentes os neurônios escolhidos como possíveis locais de falta monofásica de cada perfil e a Figura 27 os possíveis locais de falta trifásica.

Por exemplo, na Figura 26, para o perfil 3 em amarelo o neurônio escolhido pelo SOM foi o 9 caindo em cima da área 4, já o perfil 2 em azul teve como neurônio atribuído pelo SOM o 46 sendo vizinho da área 2B. Deste modo, o provável local de defeito é atribuído a área mais próxima do neurônio vencedor.

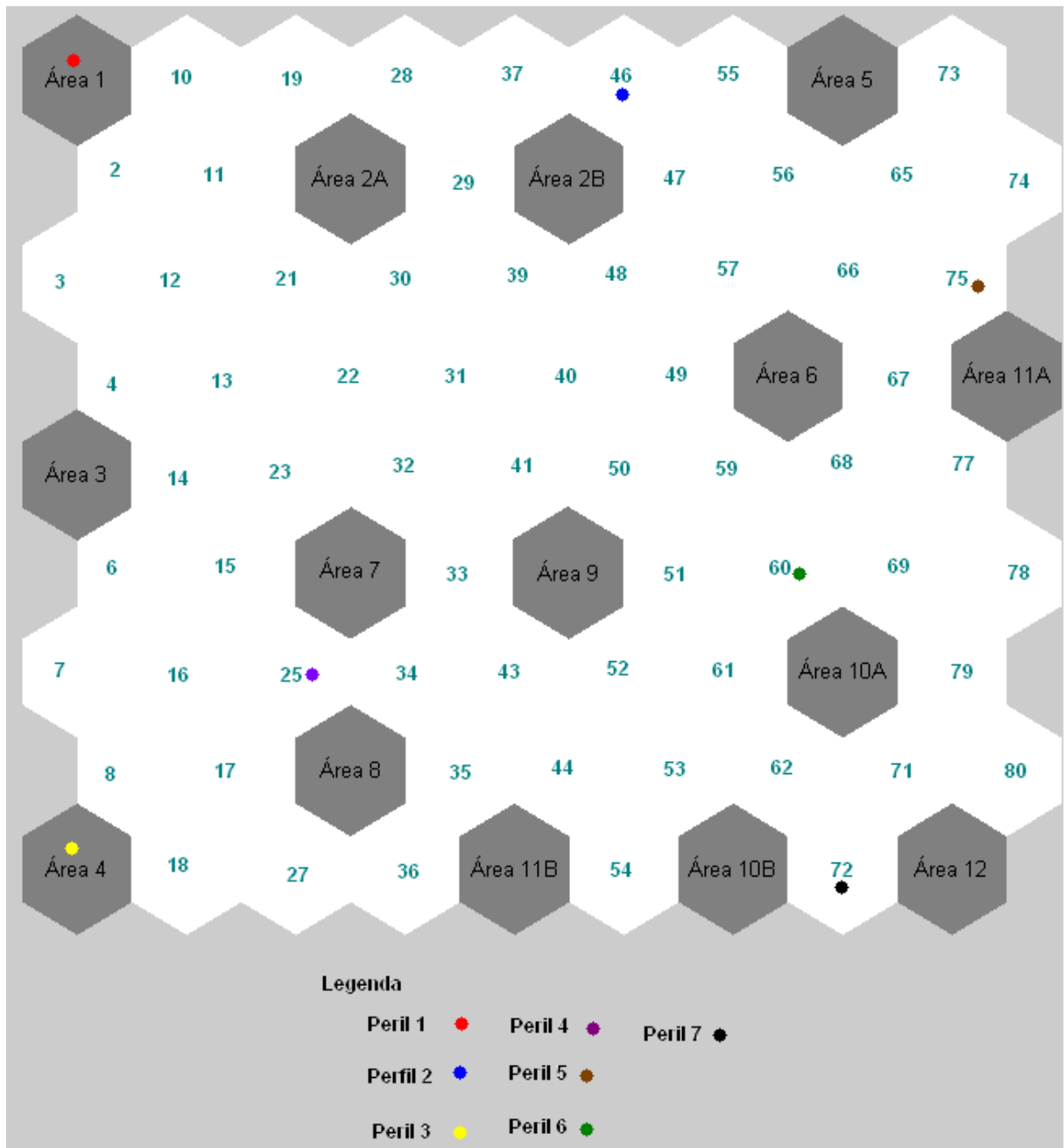


FIGURA 26 - Provável área afetada com curto-circuito monofásico.

Pode-se observar ainda que o perfil 7, em preto, representa o neurônio 72, ficando em uma região vizinha entre a área 10B e 12. Quando isto ocorrer, uma forma para decidir qual ao provável local de defeito é medir a distância exata do centro de cada neurônio e ver assim qual é a menor. Por fim, todos os outros casos foram simulados da mesma forma, obtendo uma boa estimativa do local afetado.

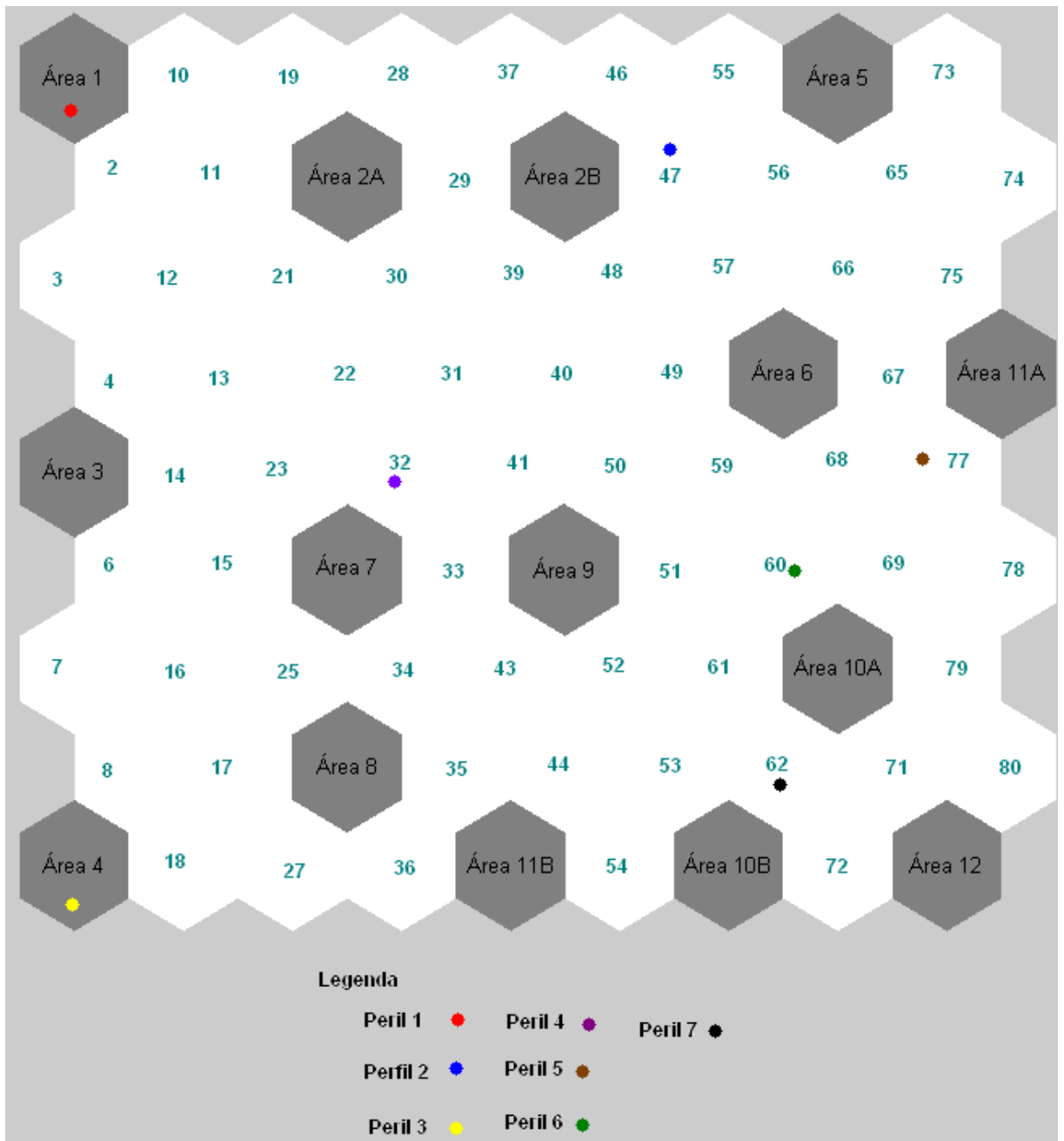


FIGURA 27 – Provável área afetada com curto circuito trifásico.

Do mesmo modo, na Figura 27, para o perfil 3 em amarelo o neurônio escolhido pelo SOM foi o 9 caindo em cima da área 4, já o perfil 2 em azul teve como neurônio atribuído pelo SOM o 47 sendo vizinho da área 2B, ou seja, o método apresentou uma resposta equivalente tanto para curtos-circuitos trifásicos quanto monofásicos.

6.5 Análise teórica do comportamento da rede simulada.

Os níveis de corrente possuem características semelhantes dentro de cada região, conforme ilustrado na Figura 25. Ou seja, os neurônios vizinhos sempre estão dentro de uma região perto do provável local de defeito, nunca fornecendo uma vizinhança totalmente distante do local afetado.

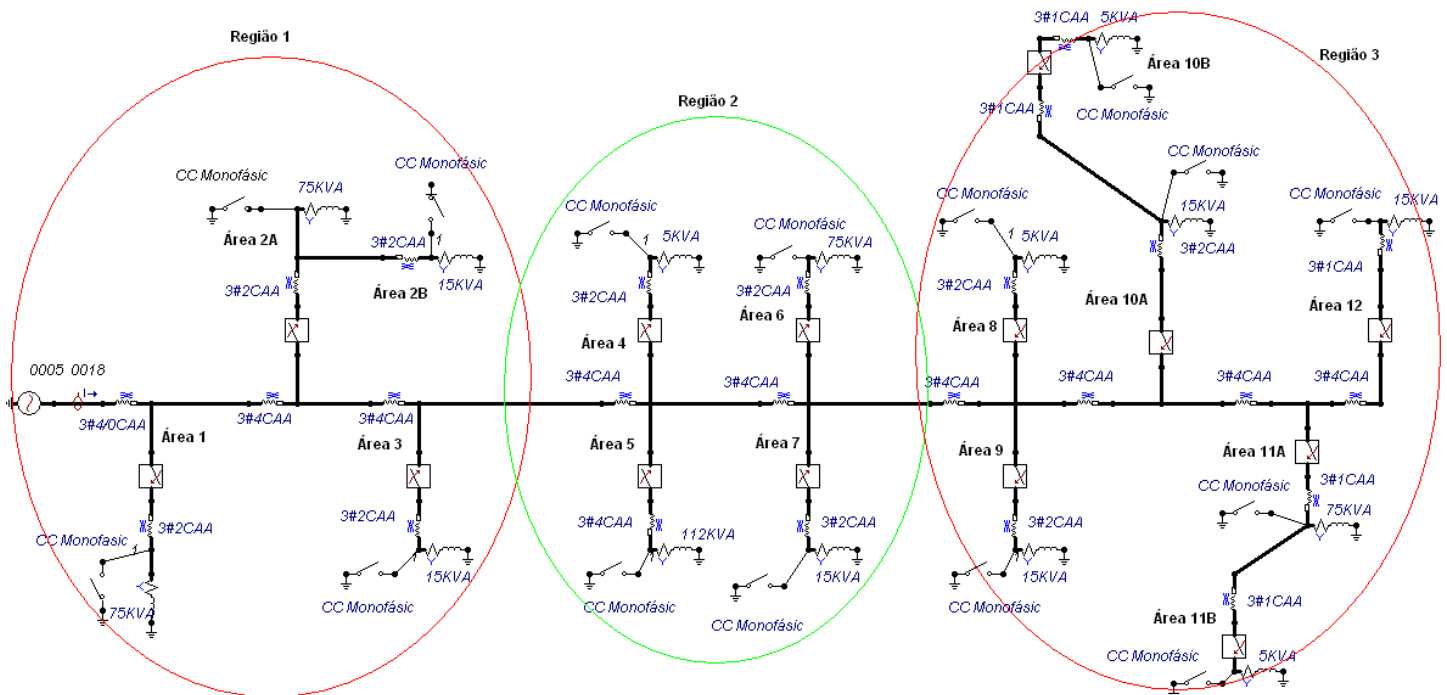
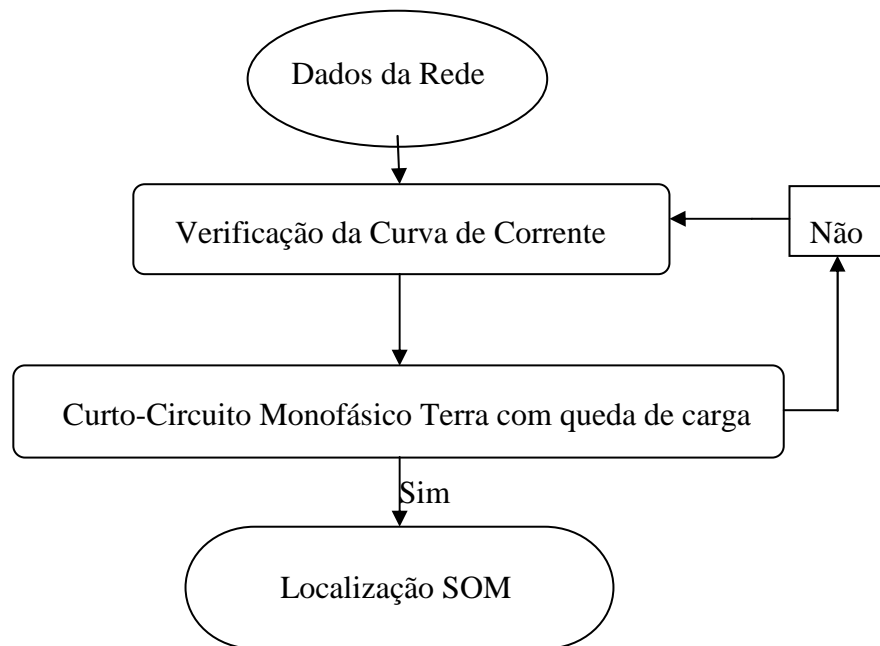


FIGURA 28 - Regiões com curtos-circuitos parecidos.

A região 1, região 2 e região 3 possuem valores de curto-circuito diferenciados, devido principalmente a distância do local medido. Por outro lado, os níveis de curto-circuito dentro de cada região são semelhantes, isto pode ser observado nas Tabelas 1 e 2.

Quando ocorrer um defeito em uma região qualquer, com níveis de corrente que variam dentro dos limites citados, o algoritmo SOM sempre localizou o provável defeito.

O fluxograma do método proposto está ilustrado abaixo.



Conforme proposto pelo fluxograma quando houver um curto-circuito monofásico terra sem queda de carga o algoritmo não detecta a falta, voltando para o estágio anterior.

Portanto, o método só possui uma boa resposta de localização quando ocorrer um curto-circuito monofásico terra com queda de carga. Sempre informando áreas geográficas relativamente perto do defeito.

6.6 Visão geral da metodologia proposta.

O processo para localização de falhas de energia elétrica proposto utilizando o algoritmo SOM para classificar as correntes simuladas no software ATPDraw é feito da seguinte maneira:

- a) É simulado no software ATPDraw níveis de curto-circuito monofásico terra em todos os ramos separadamente.
- b) Os valores de correntes são medidos em um único ponto na saída da subestação e armazenados em um banco de dados.
- c) Esse banco de dados é utilizado para treinar o SOM, delimitando assim os neurônios com características de cada ramal.

d) Perfis com características de curto-circuito são inseridos no SOM para que o algoritmo compare e informe qual é o provável local afetado.

A arquitetura final do sistema pode ser ilustrada na Figura 26.

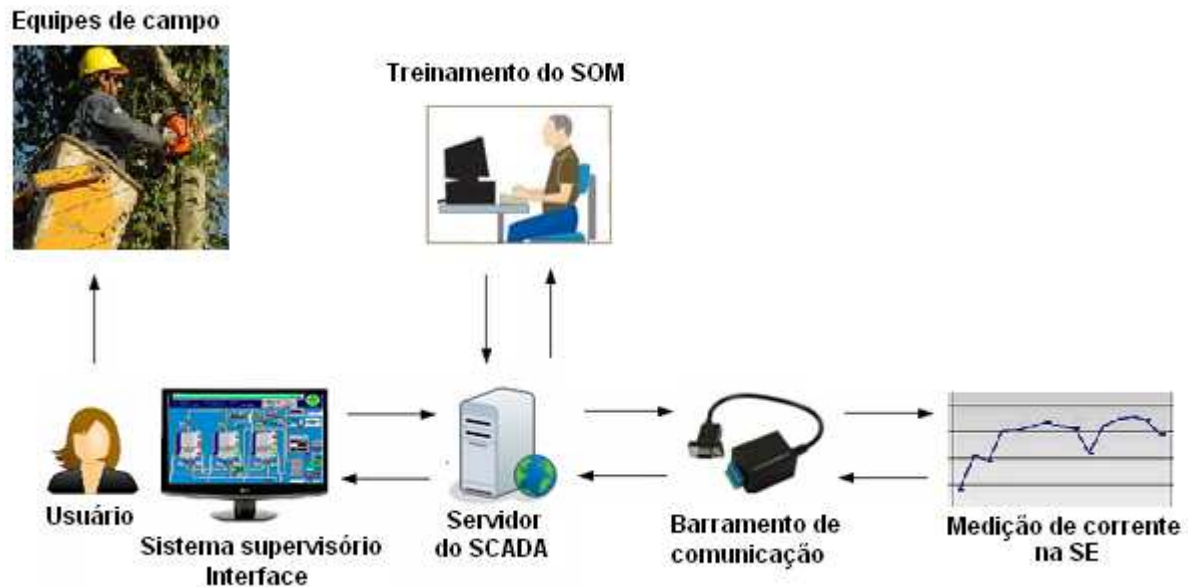


FIGURA 29 - Arquitetura do método proposto.

Pode-se observar que a etapa de treinamento do SOM é feita uma única vez e após isto o sistema estará pronto para determinar o provável local de defeito. Outro ponto interessante é treinar o SOM em diferentes horários, visto que o comportamento das cargas altera-se conforme o decorrer do dia.

Assim sendo, o método proposto juntamente com algumas técnicas usuais já implementadas nas distribuidoras, formam uma boa ferramenta para indicar a correta direção a ser tomada pelas equipes de manutenção para localizar a falha. Desta forma, o tempo para busca do local da falha, o tempo de reparação assim como o tempo para restabelecimento do fornecimento de energia elétrica podem ser minimizados de forma a diminuir os índices de confiabilidade e de qualidade dependentes desses tempos.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste documento, propôs-se uma metodologia para localização de falhas fase-terra permanente em sistemas de distribuição de energia elétrica, possibilitando que, após a incidência de uma falha no sistema de distribuição, obtenha-se a indicação do provável local afetado. Uma das características diferenciais desta metodologia, em relação às tradicionais, é que esta usa somente os valores de corrente medidos por equipamentos remotos necessários instalados na subestação.

O uso do programa SOM mostrou ser uma alternativa promissora, dado a sua capacidade de sintetizar as relações complexas entre as grandezas aplicadas a sua entrada e a localização da falha. Assim sendo, a utilização de tal técnica exige um grande número de situações para o seu processo de treinamento, os quais foram obtidos através de simulações computacionais (ATPDraw). Entretanto, a metodologia apresentada necessita de um modelo confiável das curvas de cargas, da topologia e dos parâmetros elétricos do alimentador de distribuição.

Os resultados obtidos pelo método proposto foram expostos no capítulo 6, tendo uma boa estimativa na identificação de defeitos em ramais dentro dos limites impostos. Sendo assim, considerou-se a metodologia promissora, relevante a estudos futuros que venham aperfeiçoar o método. Uma das sugestões seria estudar o comportamento dos elos fusíveis quando rompidos, bem como o estudo aprofundado de diferentes redes neurais artificiais buscando melhorar a organização dos neurônios semelhantes.

Deve-se ainda salientar que as concessionárias de energia elétrica devem buscar alternativas para este problema, visto que a ANEEL, sob vigência do PRODIST, está cada vez mais cobrando e multando as concessionárias pelo lento restabelecimento de energia elétrica. Adicionalmente, uma nova técnica que determina o local exato do defeito, terá grande relevância social, pois seus resultados permitirão melhor gestão dos recursos. Além disto, terá impacto na satisfação dos consumidores, uma vez que reduz o tempo de restabelecimento de energia elétrica, além de aprimorar os indicadores de continuidade.

Do mesmo modo, tal sistema contribui para o aumento da confiabilidade envolvida com sistemas de gerenciamento da rede, tendo como um dos seus benefícios a redução dos custos econômicos envolvidos com as equipes de manutenção e operação das concessionárias.

O sistema de distribuição de energia elétrica é vital para garantir a continuidade do serviço entre a planta geradora e as unidades consumidoras. Portanto, é indiscutível a importância de um método que consiga identificar e localizar faltas de maneira rápida e eficaz, mesmo em um sistema bastante ramificado, como existente na maioria das redes de distribuição utilizadas no Brasil.

Em trabalhos futuros deve-se melhorar a abrangência do problema, propondo os seguintes temas:

- Avaliação de cargas não constantes, como no caso de motores de indução;
- Extensão do método no caso de duas ou mais áreas em curto-circuito simultaneamente (análise da corrente pré-falta).
- Extensão da metodologia para faltas não-lineares, ou seja, faltas de alta impedância.
- Avaliação da robustez da metodologia frente à entrada e saída de carga no sistema e diferenciação das falhas em relação a outros distúrbios.

Este trabalho foi apresentado no XXIV CRICTE - 2010. Congresso Regional de Iniciação Científica e Tecnológica em Engenharia Universidade Federal do Rio Grande – FURG e na Alemanha (COMPLETAR).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Thecnica Sistemas. Figura Retirada e Modificada. Disponível em: <<http://www.thecnica.com/dicas/texto.Asp?Src=d&Cod=231>>. Acesso em: Maio 2011.
- [2] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). PRODIST Módulo 8. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82>>. Acesso em: Maio 2011.
- [3] Georgilakis P., Prévé C., Chollot Y., Bidaut M., Deschamps P., Londos N., Managing MV Networks for Quality of Service, IEEE Computer Applications in Power, pp. 44-49, July 2002
- [4] Lehtonen M., Pettissalo S. e Etula J. H. Calculational fault location for electrical distribution networks. IEEE Proceedings of the third International. Conference on Power System Monitoring and Control. pp. 38–43, 1991
- [5] Girgis A. A. e Fallon C. M.. Fault location techniques for radial and loop transmission systems using digital fault recorded data. IEEE Transactions on Power Delivery, New York, v. 7, n. 4, pp. 1936–1945, 1992.
- [6] Zhu J., Lubkeman D. L. e Girgis A. A. Automated fault location and diagnosis on electric power distribution feeders. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 12, n. 2, pp. 801–809, 1997.
- [7] Lee S. J., Choi M. S., Kang S. H., Jin B. G. Ahn B. S., Yoon N. S., Kim H. Y. e Wee S. B. An intelligent and efficient fault location and diagnosis scheme for radial distribution systems. IEEE Transactions on Power Delivery, v.19,n.2,pp.524–532,2004.
- [8] Karen R. C. Oliveira, Rodrigo H. Salim, Adalberto Schuck Jr. e Arturo S. Bretas. “Identificação da seção faltosa em sistemas de distribuição desequilibrados utilizando o princípio às ondas viajantes”. UFRGS, Porto Alegre.
- [9] Edgard Pereira Cardoso. Sistema de Localização de Faltas em Redes de Distribuição de Energia Elétrica Baseado em Sequência de Eventos. Dissertação de Mestrado. Belo Horizonte, Agosto de 2006.

[10] Li, H., Mokhar A. S. e Jenkins N.. Automated fault location on distribution network using voltage sags measurements. 18th International conference and Exhibition on Electricity Distribution, CIRED, 2005.

[11] Lehtonen M., Matsinen A., Antila E., Kuru J., Vuorenmaa P., Matinlassi E. e Pettisalo S.. Automatic fault management in distribution networks. 16th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, CIRED, v.3, 2001.

[12] Renato de Arruda Penteado Neto. Sistemas Para Detecção de Falta de Alta Impedância e de Rompimento de Condutores em Redes de Distribuição de energia Elétrica. Tese de Doutorado. Curitiba, 2005.

[13] José Ricardo Giordano Pinheiro, José Alfredo Covolan Ulson, Fernando de Souza Campos. “Sistema de Mediação para Localização de Faltas em Alimentadores de Distribuição de energia Elétrica Baseado em Redes de Sensores sem Fio Padrão IEEE 802.15.4”.

[14] Fábio José de Andrade, Josemir Coelho Santos, Daniel Rosa Mônaco e Antonio Azevedo e Josué de Camargo. “Redução no Tempo Médio de Atendimento a Ocorrência Emergenciais Aplicando o Sinalizador de Faltas”. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Companhia Piratininga de Força e Luz CPFL e Expertise Engenharia Ltda.

[15] Maria Cristina Dias Tavares, Paulo Guidetti Campos e Paulo Prado. Guia Resumido do ATP – Alternative Transient Program. Universidade Estadual de Campinas, novembro de 2003.

[16] Andrilene Ferreira Maciel. Uma interpretação nebulosa dos mapas de Kohonen. Dissertação de Mestrado. Alagoas, novembro de 2008.

[17] Mauricio Sperandio. Classificação de conjuntos consumidores de energia elétrica via mapas Auto-Organizáveis e estatística multivariada. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Santa Catarina/UFSC, Florianópolis, 2004.

[18] Antonio Felipe da C. de Aquino, Benedito A. S. da Silva, Alexandre Garcia Massaud e Sebastião E. M. de Oliveira. Um critério para estudo de estabilidade transitório frente a curtos-circuitos monofásicos, na ausência de informações sobre a rede de sequência zero. São Paulo, 2010.

[19] ANEEL, Resolução N° 024, de 27 de Janeiro de 2000.

[20] Sanderson Rocha de Abreu, Julio César Ragone. “Experiência da CFLCL, na utilização de sistema de detecção e localização de faltas em redes de distribuição rurais”.

[21] Aggarwal, R. K., Aslan, Y. e Jonhs, A. T. New concept in fault location for overhea distribution systems using superimpose components. Proc. IEEE Generatio Transmission and Distribution, pp. 309-316, 1997.

[22] Teuvo Kohonen. Self-Organizing Maps, Springer-Verla, 3^a ed, 2001.

ANEXO

TABELA 5 - Impedância de seqüência para cabos de redes de distribuição.

| Impedância de Seqüência (ohm/km) para Rede de Distribuição | | | | | |
|--|---------|--------|---------|--------|----------------|
| Condutor | R_1 | X_1 | R_0 | X_0 | Capacidade (A) |
| 1#1/OCA | 0.6047 | 0.9683 | 0.7825 | 2.4315 | 203 |
| 1#1/OCAA | 0.6908 | 1.0383 | 0.8686 | 2.5015 | 220 |
| 1#1CA | 0.6047 | 0.9683 | 0.7825 | 2.4315 | 203 |
| 1#1CAA | 0.6908 | 1.0383 | 0.8686 | 2.5015 | 220 |
| 1#2CA | 0.9633 | 0.9873 | 1.1411 | 2.4505 | 152 |
| 1#2CAA | 1.0503 | 1.0439 | 1.2281 | 2.5071 | 160 |
| 1#397.5CAZ | 31.0490 | 1.1640 | 31.0190 | 1.5890 | 6 |
| 1#3CAZ | 31.0490 | 1.1640 | 31.0190 | 1.5890 | 6 |
| 1#477CAZ | 31.0490 | 1.1640 | 31.0190 | 1.5890 | 6 |
| 1#4CA | 1.5289 | 1.0160 | 1.7066 | 2.4792 | 114 |
| 1#4CAA | 1.5973 | 1.0401 | 1.7750 | 2.5033 | 125 |
| 1#4CAZ | 31.0490 | 1.1640 | 31.0190 | 1.5890 | 6 |
| 1#4CC | 0.9434 | 1.0091 | 1.1212 | 2.4723 | 163 |
| 1#5CAA | 1.5973 | 1.0401 | 1.7750 | 2.5033 | 125 |
| 1#6CAA | 2.4736 | 1.0488 | 2.6513 | 2.5121 | 80 |
| 1#6CC | 1.4978 | 1.0265 | 1.6756 | 2.4897 | 121 |
| 1#8CC | 2.3617 | 1.0439 | 2.5395 | 2.5071 | 72 |
| 1#C11.9CA | 31.0490 | 1.1640 | 31.0190 | 1.5890 | 6 |
| 1#C11.9CAA | 31.0490 | 1.1640 | 31.0190 | 1.5890 | 6 |
| 1#C11.9CAZ | 31.0490 | 1.1640 | 31.0190 | 1.5890 | 6 |
| 1#F3.09CAA | 31.0490 | 1.1640 | 31.0190 | 1.5890 | 6 |
| 1#F3.09CAZ | 31.0490 | 1.1640 | 31.0190 | 1.5890 | 6 |
| 2#1/OCA | 0.6047 | 0.4483 | 0.7825 | 1.9115 | 203 |
| 2#1/OCAA | 0.6908 | 0.5183 | 0.8686 | 1.9815 | 220 |
| 2#1CA | 0.6047 | 0.4483 | 0.7825 | 1.9115 | 203 |
| 2#2CA | 0.9633 | 0.4673 | 1.1411 | 1.9305 | 152 |
| 2#2CAA | 1.0503 | 0.5239 | 1.2281 | 1.9871 | 160 |
| 2#3CAZ | 31.0490 | 1.1640 | 31.0190 | 1.5890 | 6 |
| 2#4CA | 1.5289 | 0.4960 | 1.7066 | 1.9592 | 114 |
| 2#4CAA | 1.5973 | 0.5201 | 1.7750 | 1.9833 | 125 |
| 2#4CC | 0.9434 | 0.4891 | 1.1212 | 1.9523 | 163 |
| 2#6CA | 2.4301 | 0.5022 | 2.6078 | 1.9538 | 80 |
| 2#6CAA | 2.4736 | 0.5288 | 2.6513 | 1.9921 | 80 |
| 2#6CC | 1.4978 | 0.5065 | 1.6756 | 1.9697 | 121 |
| 2#8CC | 2.3617 | 0.5239 | 2.5395 | 1.9871 | 72 |
| 2#C11.9CAZ | 31.0490 | 1.1640 | 31.0190 | 1.5890 | 6 |
| 2#F3.09CAZ | 31.0490 | 1.1640 | 31.0190 | 1.5890 | 6 |
| 3#1/OCA | 0.6047 | 0.4483 | 0.7825 | 1.9115 | 203 |
| 3#1/OCAA | 0.6908 | 0.5183 | 0.8686 | 1.9815 | 220 |
| 3#1/OCC | 0.3773 | 0.4499 | 0.5550 | 1.9131 | 305 |
| 3#1CA | 0.6047 | 0.4483 | 0.7825 | 1.9115 | 203 |
| 3#1CAA | 0.6908 | 0.5183 | 0.8686 | 1.9815 | 220 |
| 3#1CC | 0.3773 | 0.4499 | 0.5550 | 1.9131 | 305 |
| 3#2/OCA | 0.4792 | 0.4410 | 0.6569 | 1.9042 | 235 |
| 3#2/OCAA | 0.5563 | 0.5090 | 0.7340 | 1.9722 | 250 |
| 3#2CA | 0.9633 | 0.4673 | 1.1411 | 1.9305 | 152 |
| 3#2CAA | 1.0503 | 0.5239 | 1.2281 | 1.9871 | 160 |
| 3#2CC | 0.5991 | 0.4717 | 0.7769 | 1.9349 | 226 |
| 3#3/OCA | 0.3810 | 0.4323 | 0.5587 | 1.8955 | 271 |
| 3#3/OCAA | 0.4494 | 0.4965 | 0.6271 | 1.9597 | 290 |
| 3#3/OCC | 0.2374 | 0.4325 | 0.4152 | 1.8957 | 412 |
| 3#336.4 | 0.1908 | 0.4007 | 0.3686 | 1.8640 | 419 |
| 3#336.4CA | 0.1908 | 0.4007 | 0.3686 | 1.8640 | 419 |
| 3#336.4CAA | 0.1902 | 0.3871 | 0.3679 | 1.8503 | 428 |
| 3#336.4CC | 0.1908 | 0.4007 | 0.3686 | 1.8640 | 419 |
| 3#397.5CAA | 0.1902 | 0.3871 | 0.3679 | 1.8503 | 428 |
| 3#3CAA | 0.4494 | 0.4965 | 0.6271 | 1.9597 | 290 |
| 3#4/OCA | 0.3021 | 0.4236 | 0.4798 | 1.8868 | 314 |
| 3#4/OCAA | 0.3679 | 0.4717 | 0.5457 | 1.9349 | 330 |
| 3#4/OCC | 0.1883 | 0.4232 | 0.3661 | 1.8864 | 477 |
| 3#4/OSUCA | 0.3472 | 0.1367 | 2.4440 | 0.0730 | 537 |
| 3#477CA | 0.1342 | 0.3888 | 0.3120 | 1.8520 | 519 |
| 3#477CAA | 0.1342 | 0.3778 | 0.3120 | 1.8410 | 523 |
| 3#4CA | 1.5289 | 0.4960 | 1.7066 | 1.9592 | 114 |
| 3#4CAA | 1.5973 | 0.5201 | 1.7750 | 1.9833 | 125 |
| 3#4CC | 0.9434 | 0.4891 | 1.1212 | 1.9523 | 163 |
| 3#6CA | 2.4301 | 0.5022 | 2.6078 | 1.9538 | 80 |
| 3#6CAA | 2.4736 | 0.5288 | 2.6513 | 1.9921 | 80 |
| 3#6CC | 1.4978 | 0.5065 | 1.6756 | 1.9697 | 121 |
| 3#7CC | 2.3617 | 0.5239 | 2.5395 | 1.9871 | 72 |
| 3#8CC | 2.3617 | 0.5239 | 2.5395 | 1.9871 | 72 |
| 3#C11.9CAA | 31.0490 | 1.1640 | 31.0190 | 1.5890 | 6 |
| 3#C11.9CAZ | 31.0490 | 1.1640 | 31.0190 | 1.5890 | 6 |
| 3#F3.09CAZ | 31.0490 | 1.1640 | 31.0190 | 1.5890 | 6 |