UNIVERSIDADE FEDERAL DO PIAUÍ

CENTRO DE TECNOLOGIA

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

MESTRADO ACADÊMICO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

FILIPE BISPO LIMA

PROTEÇÃO ELÉTRICA CONFORME A NORMA *IEC 61850* E ANÁLISE DA SELETIVIDADE LÓGICA QUE UTILIZA UM TRÁFEGO *GOOSE* GERENCIADO POR SISTEMA *FUZZY*

TERESINA-PIAUÍ-BRASIL

DEZEMBRO/2018

FICHA CATALOGRÁFICA
Universidade Federal do Piauí
Biblioteca Comunitária Jornalista Carlos Castello Branco
Serviço de Processamento Técnico

L732p Lima, Filipe Bispo.

Proteção elétrica conforme a norma *IEC 61850* e análise da seletividade lógica que utiliza um tráfego *GOOSE* gerenciado por sistema *FUZZY*. / Filipe Bispo Lima. - 2018.
147f:: il.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Piauí, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Teresina, 2018.
"Orientação: Prof. Dr. José Medeiros de Aráujo Júnior".

1. Engenharia Elétrica. 2. *IED* (*Intelligent Electronic Devices*). 3. Mensagem *GOOSE* (*Generic Oriented Object Substation Event*) 3. Norma *IEC* (*International Electrotechnical Commission*) *61850*. 4. Proteção dos SAS (Sistemas de Automação de Subestações). 5. Sistema *FUZZY* (*SF*). I. Título.

CDD: 621.3

FILIPE BISPO LIMA

PROTEÇÃO ELÉTRICA CONFORME A NORMA *IEC 61850* E ANÁLISE DA SELETIVIDADE LÓGICA QUE UTILIZA UM TRÁFEGO *GOOSE* GERENCIADO POR SISTEMA *FUZZY*

Esta Dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, Área de Concentração Sistemas de Energia Elétrica, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Piauí.

Filipe Bispo Lima
Filipe Bispo Lima
Pós-Graduando (PPGEE-UFPI)

Banca Examinadora:

José Medeiros de Araújo Júnior
Prof. Dr. José Medeiros de Araújo Júnior
Orientador (PPGEE-UFPI).

Ricardo de Andrade Lira Rabelo
Prof. Dr. Ricardo de Andrade Lira Rabêlo
Avaliador Externo (PPGCC-UFPI)

José Maria Pires de Menezes Júnior
Prof. Dr. José Maria Pires de Menezes Júnior
Avaliador Interno (PPGEE-UFPI).

Rafael Rocha Matias
Prof. Dr. Rafael Rocha Matias
Avaliador Interno (PPGEE-UFPI)

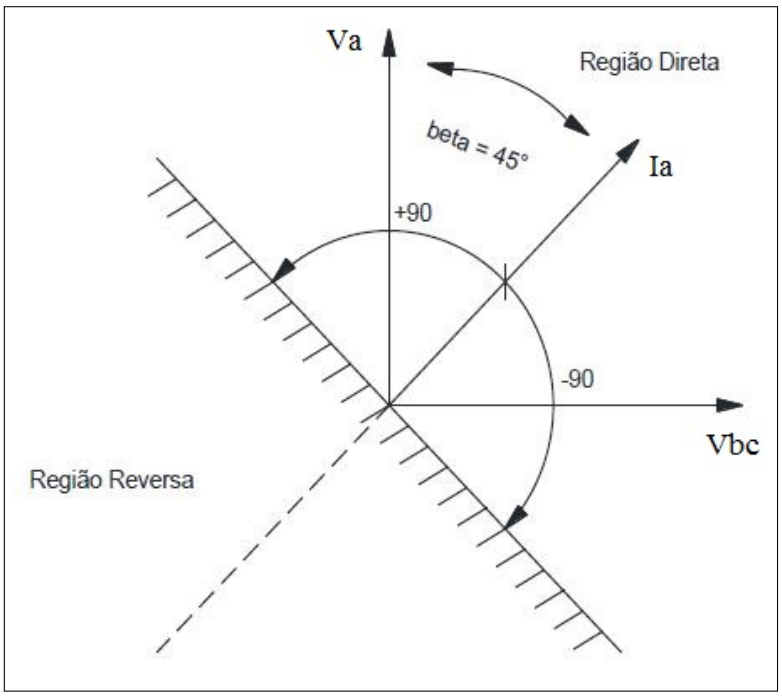
Teresina, 10 de dezembro de 2018.

a *C22*) para os condutores de fases e de neutro. Em se tratando da proteção direcional de sobrecorrente, um teste de calibração do relé pode ser adotado para avaliar os parâmetros de configuração que serão utilizados em subestações reais. Primeiramente é necessária a alimentação do transformador de potencial da fase da proteção direcional com uma tensão em quadratura defasada em 90° para fornecer ao relé uma referência da direção do fluxo de corrente elétrica. Em seguida aplica-se uma corrente elétrica direcional de falta para sensibilizar o relé e fazer atuar o mecanismo de proteção direcional configurado.

A propriedade de torque básico (interação angular) outrora utilizada por antigos relés é fundamental para o entendimento dos novos equipamentos de tecnologia digital. Para que haja um torque na direção projetada, o relé da proteção direcional necessita da ação de duas grandezas em favor da operação, a saber: corrente elétrica direcional e tensão elétrica de polarização do relé. Evidentemente, o valor máximo de torque acontece para $\phi = 90°$, justificando, pois, a tensão em quadratura bastante utilizada na polarização das bobinas de potencial dos relés direcionais.

Estão ilustradas na Figura 6 as duas possíveis regiões de atuação para um relé digital cujo ângulo característico de projeto é configurado em $\beta = 45°$.

Figura 6 – Ângulos característicos para conexão em quadratura com $\beta = 45°$

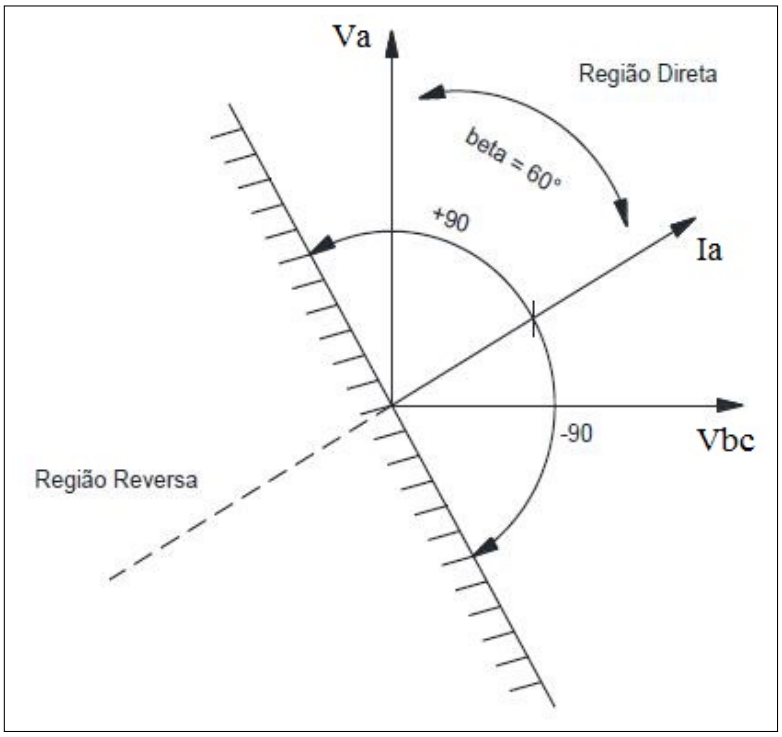


Fonte – o Autor.

O ângulo β fornece um ajuste angular da fronteira que separa as regiões direta e reversa adotadas pelo relé digital. Cada região ocupa 180° no espaço, caracterizando, pois,

correntes elétricas que fluem em sentidos opostos. Por exemplo, na Figura 6 a região direta está definida entre os ângulos de $-45°$ e $135°$. Logo, se o *IED* precisa atuar na região direta é necessário fluir uma corrente elétrica de módulo superior ao valor de ajuste e cujo ângulo de fase esteja dentro dos limites da região direta. A região reversa para o ângulo $\beta = 45°$ abrange um setor angular entre os valores de $135°$ e $315°$. Do mesmo modo na Figura 7 a seguir são mostradas as regiões direta e reversa para um ângulo de projeto $\beta = 60°$. Nesse caso a região direta de atuação está definida entre os ângulos de $-60°$ e $120°$.

Figura 7 – Ângulos característicos para conexão em quadratura com $\beta = 60°$



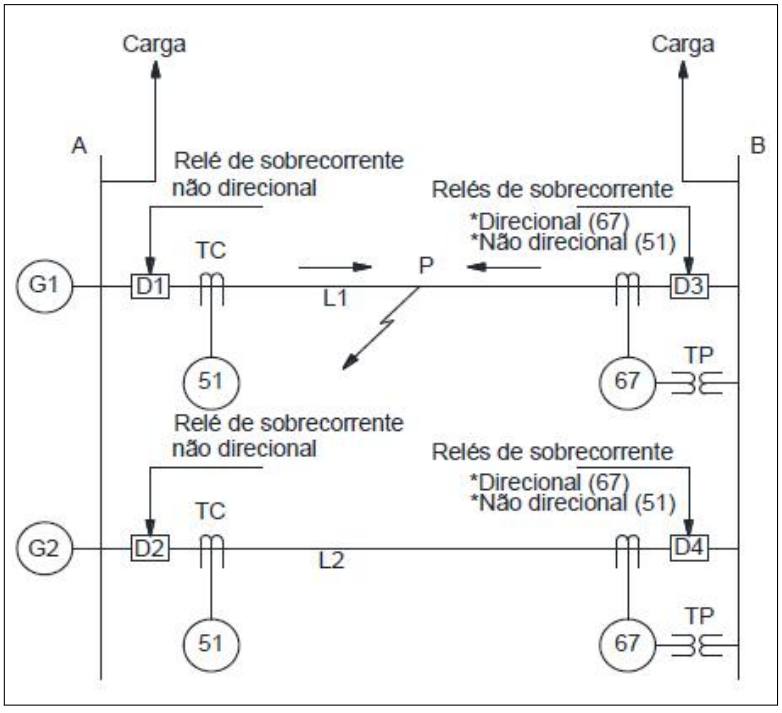
Fonte – o Autor.

A região reversa abrange um setor angular entre os valores de $120°$ e $300°$. As curvas de tempo inverso com a corrente elétrica podem ter diferentes padrões, de acordo com os fabricantes dos equipamentos de proteção. Para o caso dos relés numéricos é possível ter também curvas definidas pelos usuários. Para que um relé digital tenha a função de proteção de sobrecorrente atuada, duas condições devem ser estabelecidas em relação à corrente elétrica: o módulo aplicado à bobina do TC deve ser superior ao valor de ajuste e o ângulo de fase deve estar dentro do intervalo referente à região de operação desejada (direta ou reversa).

Os fabricantes dos relés digitais de sobrecorrente direcional estabelecem parâmetros que devem ser configurados, antes que seja estabelecida a proteção de um sistema elétrico real.

Estando a função direcional habilitada, é importante configurar o ângulo de projeto (β) associado ao relé de proteção e também estabelecer a região de atuação a ser atendida: direcional direta ou reversa. Dependendo do resultado entre tensão elétrica em quadratura no TP e corrente elétrica direcional no TC surge uma região reversa e uma direta para a atuação ou bloqueio do disjuntor das instalações protegidas. Na grande parte dos relés digitais (numéricos), a unidade direcional de sobrecorrente de fase é percorrida pela corrente da fase correspondente à ligação do relé, enquanto a tensão aplicada à bobina de potencial (TP) é devido às outras duas fases, ou seja, o relé da fase A é sensibilizado pela corrente que circula na fase A, enquanto a bobina de potencial (TP) é ligada entre as fases B e C (MAMEDE; RIBEIRO, 2016). O sistema da Figura 8 caracteriza um modelo de Geração e Transmissão generalizada onde existem unidades de proteção temporizada de sobrecorrente de fase direcional e não direcional.

Figura 8 – Situação de falta no Sistema Elétrico de Potência



Fonte – Adaptado de (MAMEDE; RIBEIRO, 2016).

Um dos barramentos recebe a conexão dos geradores (*G1* e *G2*), enquanto o outro barramento é de carga. Os disjuntores *D1* a *D4* são responsáveis pelo seccionamento do circuito em situações de contingência. Um esquema adequado de seletividade deve assegurar bons índices de continuidade no fornecimento de energia elétrica, atribuindo prioridade às instalações de cargas essenciais. O fluxo de corrente elétrica requerido é unidirecional e aponta no sentido Gerador- Carga. Se um curto-circuito atinge o ponto P na linha de transmissão 01, por exemplo.

A energia elétrica residual do barramento da carga passa a suprir o ponto de falta com uma corrente elétrica em sentido contrário ao original. Desse modo, surge uma resultante angular entre a tensão de polarização do relé direcional e a corrente aplicada à bobina do TC.

Estando o relé apto a operar para um fluxo de energia que flui para uma determinada região (direta ou reversa), ocorre no momento do curto circuito a atuação da proteção *67*. É relevante também considerar a integração de outras funções na proteção do barramento elétrico. A unidade temporizada não direcional é inclusa como proteção de retaguarda, para atuar caso haja uma elevação da corrente no mesmo sentido do requerido. Destaca-se na Figura 8 a necessidade de conectar o TP do barramento ao *IED* direcional devido à polarização do relé.

Evidentemente, a bobina de polarização do *IED* deve estar devidamente energizada. Geralmente, a unidade direcional dos relés digitais precisa de fluxo elétrico mínimo para definir a direção de disparo. Um sinal de corrente elétrica de *0,02 x* I_n e um módulo de tensão em aproximadamente *01* V. Da mesma forma que os relés eletromecânicos (indução) e os estáticos (eletrônicos), os relés digitais (numéricos) de sobrecorrente são usados na proteção de linhas de transmissão, redes de distribuição, barramentos, geradores, motores e instalações industriais (MAMEDE; RIBEIRO, 2016). A unidade direcional de fase deve obedecer aos ajustes da unidade temporizada de fase do relé. Em geral, a unidade de fase para o relé direcional possui tempo de disparo definido e atua conforme a corrente que chega aos terminais da bobina do TC.

O arranque da proteção ocorre quando a corrente atinge o índice de 1,05 vezes o valor de ajuste e volta ao estado normal quando possui 01 vez o valor ajustado (ZHAI *et al.*, 2012). Sendo ativada a partida do relé, é iniciada a temporização do mesmo até que seja determinado o tempo de atuação da proteção. Se durante a contagem do tempo a corrente elétrica no transformador de corrente reduzir para um nível abaixo do valor ajustado, o relé volta à posição inicial. A temporização da unidade de sobrecorrente pode ser realizada através das curvas características de "tempo *versus* corrente", que devem ser escolhidas conforme o nível de proteção e o tipo de instalação desejada. Na Equação 2.1, a descrição matemática da curva normal inversa. A variável t representa o tempo de disparo nominal associado.

$$t = \frac{0,14}{(\frac{I_{ma}}{I_s})^{0.02} - 1} T_{ms} \tag{2.1}$$

Sendo I_{ma} a sobrecorrente máxima admitida e I_s a corrente elétrica de acionamento para o disparo da proteção. A variável T_{ms} é referente a um multiplicador de tempo. A curva

característica de tempo normalmente inversa é recomendada para sistemas em que a corrente de curto-circuito depende principalmente da capacidade de geração no instante do defeito. Portanto, essa curva é indicada para relés cujas instalações protegidas estão mais a montante, ou seja, mais próximas das usinas geradoras de energia elétrica. A curva de tempo muito inversa obedece à Equação 2.2 e possui declive mais acentuado em relação à normal.

$$t = \frac{13,5}{(\frac{I_{ma}}{I_s}) - 1} T_{ms} \tag{2.2}$$

Essa característica de tempo é indicada para sistemas onde a corrente de curto-circuito depende da distância entre o local da falta e o ponto de instalação do relé de proteção. A aplicação desta curva de tempo inverso é independente da capacidade de geração do sistema e está intimamente ligada à impedância da falta. Conforme a Equação 2.3.

$$t = \frac{80}{(\frac{I_{ma}}{I_s})^2 - 1} T_{ms} \tag{2.3}$$

A curva de tempo característica extremamente inversa tem aplicação similar àquela dos sistemas de curva muito inversa. No entanto, estas são mais indicadas para relés que protegem linhas de transmissão ou cujas instalações estão mais a jusante no Sistema de Potência. Uma função que derivada da *67* é a direcional de potência. O relé direcional de potência é usado para reconhecer, inibir ou restringir o sentido de propagação do fluxo de potência elétrica indesejada. Uma importante aplicação da função de proteção *32* está em evitar a inversão do fluxo de potência ativa em sistemas munidos de grupos de Geração Distribuída (GD)

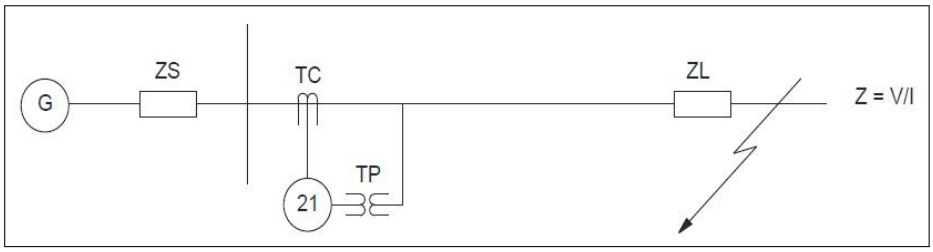
Existem casos, por exemplo, que sistemas de múltiplas fontes de suprimento sofrem um curto-circuito nas linhas de transmissão, e a partir de então os circuitos outrora desligados passam a serem atendidos através de outro grupo de geração, alterando sensivelmente o fluxo da potência. Nesse caso, a proteção direcional de potência não deve atuar. Esta é uma situação típica em que devem ser adotados mais de um relé de proteção. Os relés de sobrecorrente direcional indicam as regiões de operação mediante valores mínimos aplicados de corrente elétrica de falta e tensão de polarização. Já os *IEDs* direcionais de potência devem sempre ser polarizados com tensão elétrica nominal e receber uma corrente de valor proporcional ao fluxo de potência circulante. A motorização de Geradores pode acontecer devido à falta de suprimento energético das fontes primárias ou por causa de aumentos de carga repentina ao barramento de geração.

2.3 Proteção de Distância (21)

Os relés de distância são tipicamente utilizados na proteção de linhas de transmissão, para localizar as zonas de ocorrência das faltas. Quando uma linha de transmissão é submetida a condições de curto-circuito a corrente elétrica aumenta e a tensão elétrica é diminuída. O relé de distância avalia a impedância baseado na elevação da corrente e na tensão elétrica resultante do sistema. O *IED* (*Intelligent Electronic Device*) da proteção (21) infere a distância da ocorrência da falta com base no valor da impedância medida (HEWITSON, 2004). Compreender o funcionamento dos relés eletromecânicos é fundamental para o entendimento dos relés digitais.

Na prática a medição da distância baseada na impedância não é precisa. Erros na medição, queda de tensão em decorrência da falta e variação na impedância de terra são algumas causas da inexatidão deste método de localização de faltas (KINDERMANN, 2005). Dessa forma, os relés de distância modernos precisam ter compensações intrínsecas para que possam fornecer uma medição confiável. É comum o ajuste de várias zonas para uma adequada inferência da distância de falta. A zona de atuação é definida por uma característica de impedância. As características adotadas podem ser de impedância, admitância, *offset*, quadrilateral entre outras. É ilustrado na Figura 9 um diagrama elétrico da conexão de um relé da proteção 21.

Figura 9 – Esquema de ligação do relé de distância

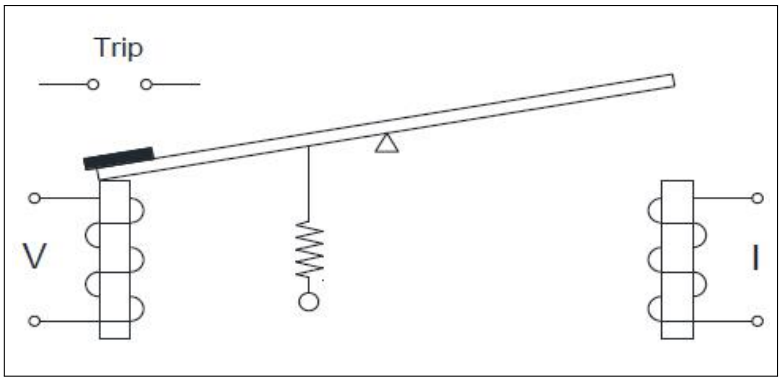


Fonte – o Autor.

Na Figura 9 as impedâncias *ZS* e *ZL* são referentes ao Gerador e à Linha de Transmissão, respectivamente. O relé 21 recebe as medições dos transformadores de corrente e de potencial. A bobina de tensão do TP é responsável pelo torque de restrição do mecanismo de proteção, enquanto que a bobina de corrente do TC é responsável pelo torque de operação do relé (HEWITSON, 2004). No relé de impedância a rotação de atuação provocada pelo elemento de corrente é equilibrada pela rotação do elemento de tensão elétrica. Os relés numéricos *IEDs* possuem mecanismos diferentes para realizar a proteção de distância. Evidentemente, são utilizados conversores analógico-digitais para realizar a aquisição de dados da tensão e corrente

elétrica para os relés inteligentes. Dessa forma, o cálculo da impedância torna-se mais simples e menos susceptível às falhas. No entanto, é de grande importância conhecer os mecanismos de proteção dos relés mais antigos, para tornar esses tópicos de proteção mais didáticos. O conceito de equilíbrio entre as bobinas de tensão e corrente é destacado na Figura 10.

Figura 10 – Equilíbrio entre as bobinas de restrição e de atuação



Fonte – o Autor.

O conjunto eletromecânico apresentado na Figura 10 é composto por solenoides que atraem uma barra condutora que é responsável por ativar a atuação do relé de distância. A ação restauradora da mola é considerada apenas para os casos da ocorrência de baixas correntes elétricas do barramento. Estando esse sistema em equilíbrio, os torques em sentido horário e anti-horário são iguais em módulo e, portanto, conforme as equações 2.4 a 2.7 o deslocamento angular líquido é nulo e sendo estabelecida uma constante Z. O valor de Z representa a característica de operação. Os momentos angulares no sentido horário compensam os do sentido anti-horário. Então, o torque resultante do sistema é descrito de acordo com a Equação 2.4.

$$T = K_1 I^2 - K_2 V^2 - K_3 \tag{2.4}$$

A variável T é o torque resultante do somatório dos momentos angulares. K_1 é a constante do solenoide referente ao terminal da corrente elétrica. A constante do solenoide referente ao terminal da tensão elétrica é a representada pela variável K_2. I é a Corrente elétrica no transformador de corrente e V a tensão elétrica no transformador de potencial. A constante de ação da mola é atribuída ao valor de K_3. Se o conjunto eletromecânico permanece em repouso, o torque resultante é nulo e o mecanismo pode ser descrito conforme a Equação 2.5. A partir da Equação 2.5 pode-se verificar que a tensão elétrica representa uma grandeza de restrição (torque

negativo), que é contrária à grandeza de atuação (torque positivo da corrente elétrica).

$$K_2V^2 = K_1I^2 - K_3 \tag{2.5}$$

Obtém-se a Equação 2.6 dividindo-se ambos os termos da Equação 2.5 por K_2I^2.

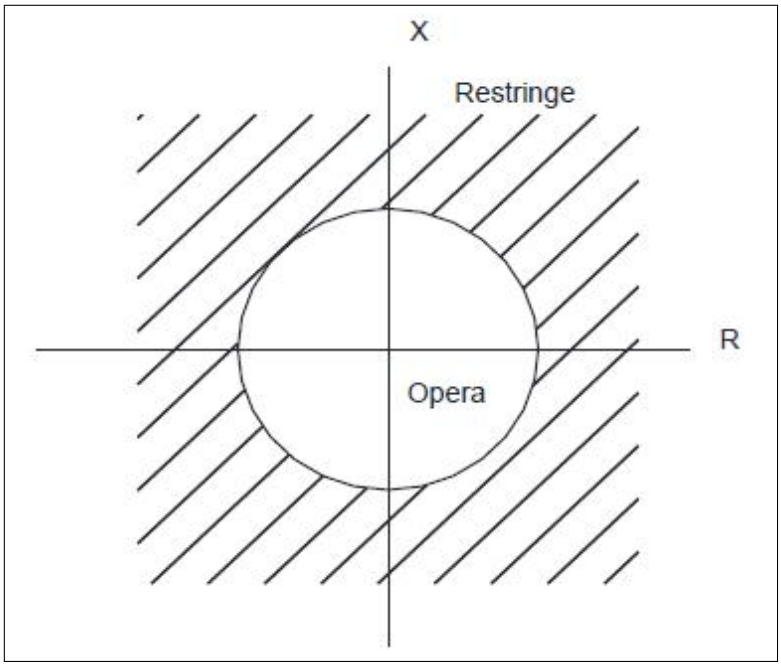
$$\frac{V^2}{I^2} = \frac{K_1}{K_2} - \frac{K_3}{K_2I^2} \tag{2.6}$$

A partir da Equação 2.6, é obtido o valor do raio característico Z na Equação 2.7.

$$Z = \sqrt{\frac{K_1}{K_2}} \tag{2.7}$$

A partir de dados sobre a resistência e a reatância da linha de transmissão forma-se uma região de impedância característica que mapeia as zonas de atuação para a proteção 21. Na Figura 11 são mostradas as zonas de operação e de restrição da função de Distância para um relé de impedância. Essa característica da função de distância é a mais utilizada.

Figura 11 – Zonas de atuação e restrição para um relé de impedância



Fonte – o Autor.

Da maneira como está demonstrado na Figura 11, o relé de proteção não leva em conta a relação de ângulo entre tensão e corrente, sendo este um mecanismo não direcional de

atuação. Qualquer impedância localizada no interior do diagrama R-X produz um torque positivo de atuação. Na região externa, um torque contra a atuação (negativo) é produzido. Esta limitação pode ser superada através da técnica de polarização própria, que desloca a circunferência da região protegida, fazendo-a interceptar a origem dos eixos do gráfico. O método usado para localizar faltas em linhas de transmissão baseado na impedância é geralmente impreciso e necessita do mapeamento de várias zonas de proteção para anteder completamente uma única instalação. O resultado obtido na Equação 2.7 pode ter versões similares e igualmente corretas sobre a descrição das zonas de operação e restrição do relé de distância.

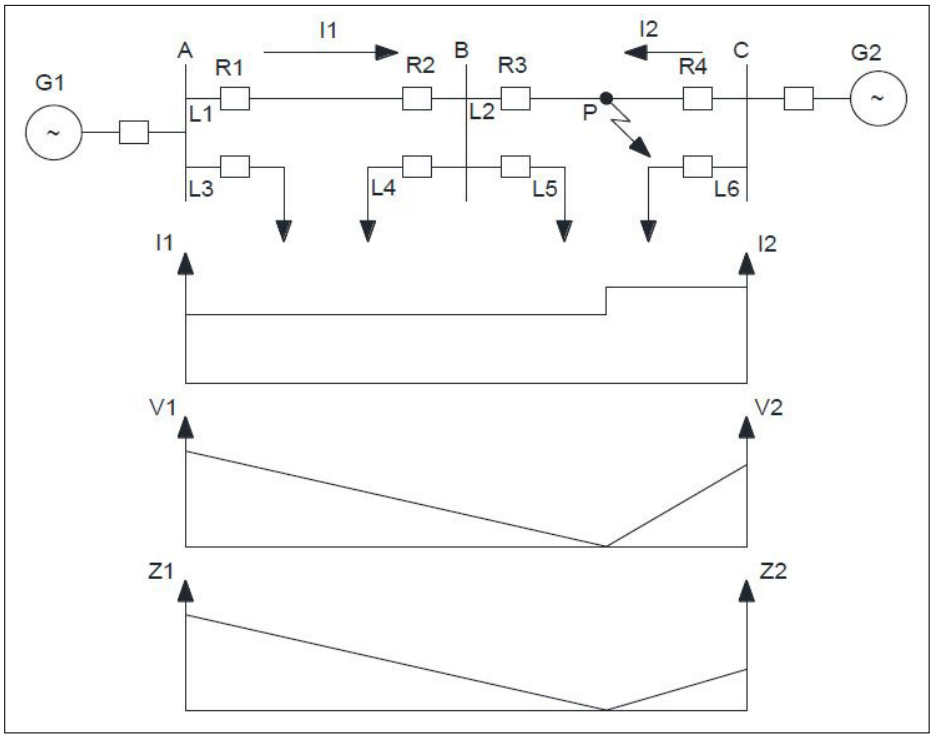
Os relés de distância são um dos equipamentos mais versáteis a serem instalados em um barramento do sistema de potência. A versão mais básica da proteção de distância é não direcional. Os relés de impedância podem atuar para faltas de distância que acontecem em ambas as direções, a jusante ou a montante do equipamento. É possível, no entanto, combinar funções de proteção segundo a necessidade de projeto. A função direcional de sobrecorrente (67) pode atuar em conjunto com a função de distância para formar uma solução mais compatível com a demanda dos sistemas reais. Apesar de não serem mais fabricados, os relés eletromecânicos de distância ainda fornecem as bases fundamentais para o entendimento dos mecanismos de atuação da proteção 21. Além dos equipamentos de proteção de distancia baseados na impedância, ainda existem os relés de reatância e os de admitância com suas variações.

O relé de impedância geralmente não é muito usado porque ocupa muito espaço no diagrama R-X e devido à falta de direcionalidade a ele conferida. Ademais, estes relés baseados na impedância são mais sensíveis às oscilações do Sistema Elétrico, o que os torna indicados para a proteção de Linhas de Transmissão Médias de até 138 kV. Em geral os *IEDs* de distância são equipados com três unidades de cálculo de impedância, para estimar a zona de atuação da ocorrência de uma falta. As zonas de falta são representadas por circunferências concêntricas de raios diferentes, cada um representando um trecho da Linha de Transmissão protegida. As zonas de atuação também podem fornecer proteção de retaguarda para as demais, em caso de falhas. As regiões de atuação adicionais nos relés podem ser simplesmente desativadas.

Para exemplificar o comportamento da proteção 21 no Sistema Elétrico de Potência (SEP) é mostrado na Figura 12 um sistema com seis linhas de transmissão (L1 a L6) protegidas pelos relés de distância R1, R2, R3 e R4. Considera-se que ocorra um defeito no ponto *P* (falta fase-terra, falta fase-fase, falta trifásica) causado por um curto-circuito. Nota-se que no momento da falta a tensão elétrica no ponto *P* é nula. A partir de cada grupo de geração surge uma corrente

elétrica no sentido de suprir o ponto de curto-circuito e compensar o efeito da falta. As correntes elétricas I_1 e I_2 são praticamente constantes ao longo das respectivas linhas. Considerando desprezível a resistência do arco, a tensão cresce a partir do ponto de defeito até as fontes G1 e G2. Da mesma forma que a tensão, a impedância cresce a partir da falta em direção às fontes, fornecendo a característica para cálculo da distância da falta.

Figura 12 – Representação de um sistema de potência munido da proteção de distância



Fonte – Adaptado de (MAMEDE; RIBEIRO, 2016).

A atuação dos relés de proteção ocorrerá respeitando os ajustes da proteção e as distâncias entre cada equipamento e o ponto de defeito. O relé *R3* deve operar primeiramente porque a impedância vista por ele é a menor. Logo em seguida, o relé *R4* deve atuar considerando que este mede a segunda maior impedância. O relé de proteção *R1* é denominado dispositivo de proteção de segunda contingência, e deverá atuar somente se houver falha de operação do conjunto disjuntor da barra *B* mais relé *R3*. É importante observar que os relés *R2* e *R3* veem praticamente o mesmo valor de impedância, portanto, a atuação desses relés deve ser ajustada para que somente o relé *R3* atue, desligando assim apenas a barra *C* do sistema. Para que os relés *R2* e *R3* sejam coordenados nesse tipo de evento, faz-se necessária a utilização de uma proteção com unidades direcionais de sobrecorrente temporizada ou instantânea.

2.4 Proteção Diferencial (87)

Garantir a proteção dos equipamentos elétricos do SEP constitui ação fundamental para prevenir desligamentos de energia intempestivos e trocas prematuras de equipamentos. A função de sobrecorrente diferencial (87) é de grande relevância para a proteção dos transformadores de potência, das linhas de transmissão, de máquinas elétricas (motores, geradores) e demais equipamentos do sistema elétrico. O relé diferencial atua para diferença de correntes observada entre os terminais de enrolamento primário e secundário dos equipamentos protegidos. A medição das correntes elétricas em cada fase é realizada através de transformadores de medida (TCs) e é definida uma zona protegida que corresponde ao trecho abrangido pelos TCs.

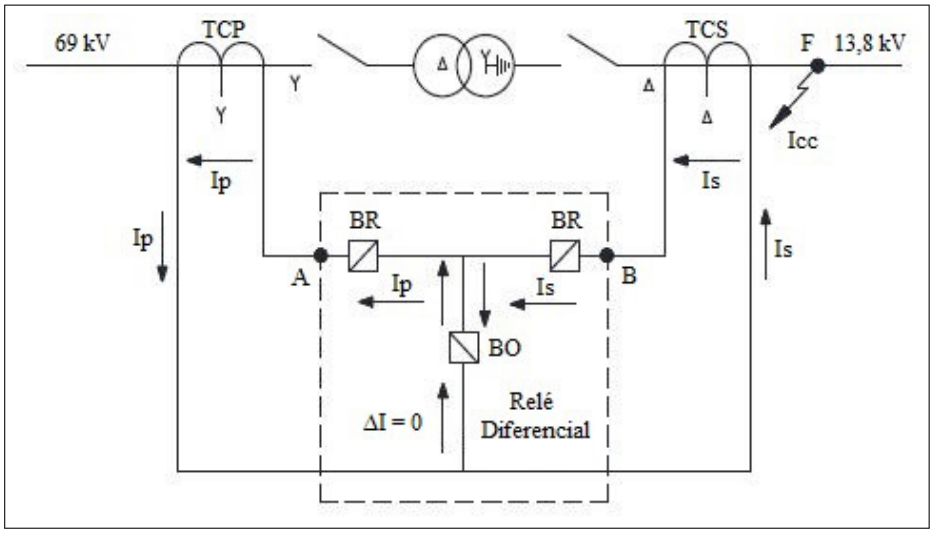
Qualquer falta (sobrecorrente ou curto-circuito) que aconteça dentro da zona de atuação (zona protegida) deve ser eliminada pelo relé diferencial. Surtos elétricos que ocorrem fora da zona de proteção não devem sensibilizar os relés diferenciais. Os relés da função 87 podem ser dos tipos: eletromecânico, estático (eletrônico) e numérico (digital) (MAMEDE; RIBEIRO, 2016). Evidentemente, a abordagem destacada nessa dissertação é direcionada aos relés digitais (*IED*), já que os dispositivos eletromecânicos e eletrônicos de proteção tiveram a fabricação descontinuada. A análise da função 87 (diferencial) nesta seção, contempla a proteção dos transformadores de potência, que são os equipamentos mais importantes do pátio de uma SE.

Cada função de proteção do sistema elétrico não deve ser adotada de maneira isolada para atender a demanda de toda uma instalação. A curva de tempo definido (50) estabelecida para a função diferencial (87) pode ser conjugada com uma componente direcional (67 ou 32), em caso de sistemas com arranjo em anel. É possível ainda, ter regiões de operação temporizadas de sobrecorrente (51) para evitar que a função diferencial dispare em casos de surtos elétricos momentâneos. Entender como funcionam os relés diferenciais eletromecânicos pode contribuir para a compreensão sobre a operação dos novos relés digitais microprocessados.

O esquema de ligação elétrica da Figura 13 é monofásico, mas pode ser estendido para as demais fases. O transformador de potência protegido tem os lados de primário e secundário cujas tensões nominais são 69,0 kV e 13,8 kV, respectivamente. O relé diferencial possui transformadores de medida alocados nos terminais de primário e secundário que abrangem a zona protegida pelo *IED*. A unidade de proteção diferencial é munida de bobinas de operação (BO) e de restrição (BR) da atuação em caso de surtos elétricos. Podem ocorrer desligamentos indevidos dos disjuntores, causados por correntes de magnetização transitória do transformador, saturação de TCs ou por erros dos tapes de transformação. Na Figura 13, a representação de um

relé diferencial na condição de não operação.

Figura 13 – Relé diferencial na condição de não operação



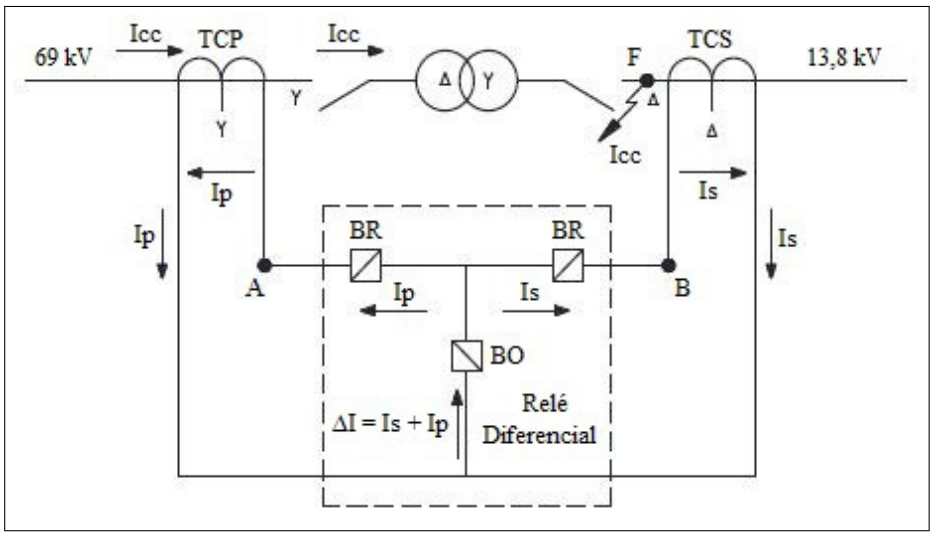
Fonte – o Autor.

A falta que ocorre no ponto *F* está fora da zona de proteção e não deve sensibilizar o relé. As correntes elétricas do primário *Ip* e do terminal secundário *Is* circulam pelas bobinas de restrição e possuem resultante nula sobre a bobina de operação. Sendo assim, a bobinas de restrição agem no sentido de manter o relé inoperante, devido ao conjugado das correntes de primário e secundário. Outra consideração importante diz respeito ao arranjo de instalação dos TCs de medição. Para compensar o efeito de defasagem angular entre as ligações estrela e triângulo, os TCs ligados ao primário (em triângulo) devem ser conectados em estrela. Do contrário, poderiam ser inclusos na medição erros que fariam atuar indevidamente a proteção.

De maneira análoga, para o secundário de um transformador ligado em estrela, deve ser previsto um arranjo de conexão dos TCs em triângulo. A proteção diferencial é sensibilizada apenas por correntes de defeito resultantes de falhas ocorridas dentro da zona protegida. Porém, a atuação indesejada pode ocorrer devido à corrente de energização do transformador de potência. Na Figura 14 é destacada uma situação de falta dentro da zona protegida do relé diferencial.

Nesse caso, para a falta que ocorre dentro da zona de atuação, uma corrente elétrica *Icc* passa a suprir o ponto defeito e as correntes *Ip* e *Is* circulam através das bobinas de restrição em sentidos opostos. O valor resultante de corrente elétrica sobre a bobina de operação é o maior que zero e o relé atua. Garantir a proteção elétrica do transformador de potência constitui ação fundamental para economia de recursos com a manutenção e a possível troca de equipamentos. Manter o equilíbrio entre as correntes elétricas nos enrolamentos das máquinas elétricas ajuda

Figura 14 – Relé diferencial na condição de operação



Fonte – o Autor.

a manter a estabilidade do sistema, evita energização indevida de partes outrora desligadas e aumenta a vida útil do equipamento. Para um transformador com de três enrolamentos típico dos sistemas trifásicos, a corrente elétrica diferencial da fase A é calculada conforme a Equação 2.8.

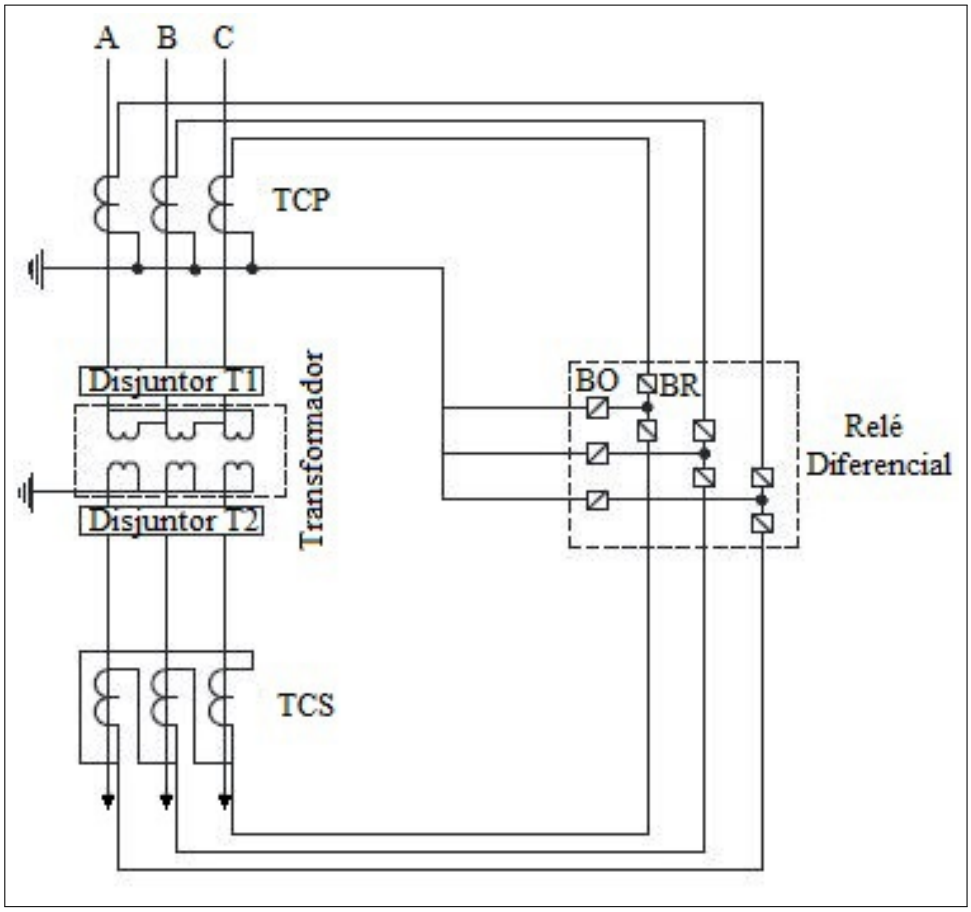
$$I_{dfa} = \left(\frac{I_{1a}}{I_{t1}} + \frac{I_{2a}}{I_{t2}} + \frac{I_{3a}}{I_{t3}} \right) x(I_{ref}) \tag{2.8}$$

Os valores de corrente elétrica com índice t dizem respeito ao valor observado no enrolamento primário dos transformadores de medida. As correntes da fase A que fluem através dos três enrolamentos são denominadas I_1a, I_2a e I_3a. A mesma formulação apresentada na Equação 2.8 é válida para as demais fases. O *IED* da função diferencial não deve ser sensibilizado por faltas externas e tem de evitar o disparo indevido da proteção. É de grande relevância que a proteção diferencial não atue despropositadamente. Excesso de componentes harmônicas no sistema elétrico, saturação de transformadores de corrente e surtos elétricos momentâneos, característicos do sistema, podem provocar a falsa operação do *IED* diferencial.

Os relés digitais mais novos já possuem dispositivos de compensações internas que evitam a leitura errônea das correntes diferenciais, sem a necessidade da instalação de outros equipamentos para filtragem dos sinais. Compensação de tapes do transformador, restrição por harmônicas, restrição contra saturação dos transformadores de corrente, compensação do grupo de conexão do transformador e restrição de corrente de magnetização são algumas das funções embarcadas nos relés numéricos para evitar erros de medição. Na Figura 15 é apresentado o

esquema de ligação de um relé diferencial digital trifásico.

Figura 15 – Esquema trifásico de conexão do relé diferencial



Fonte – Adaptado de (MAMEDE; RIBEIRO, 2016).

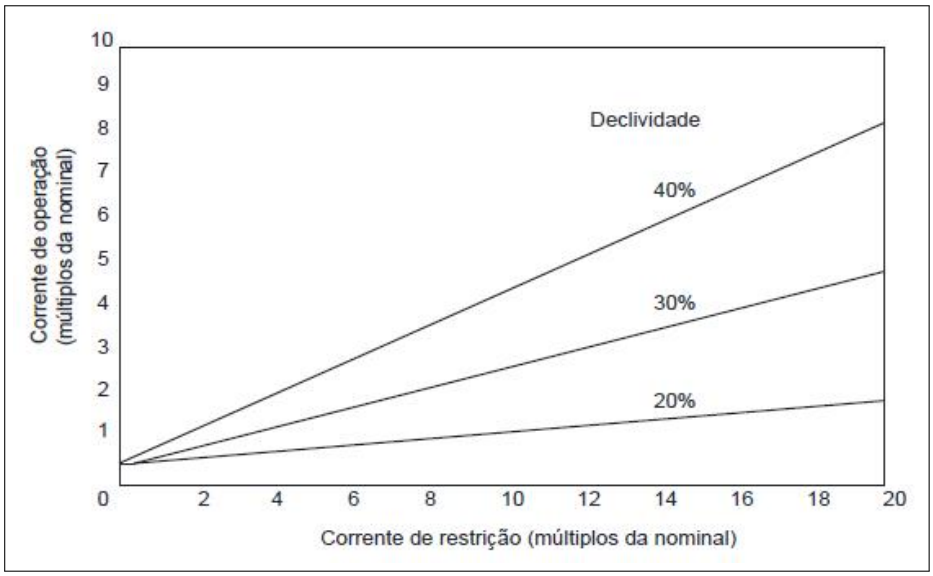
É comum a instalação de relés diferenciais com restrição percentual e por harmônica. Nos relés com restrição percentual, o disparo da função 87 ocorre apenas quando a corrente elétrica na bobina de operação atinge um valor percentual acima do respectivo valor de restrição outrora definido. A relação entre as correntes de operação e restrição origina uma inclinação característica que, em geral, está situada entre 15% e 50%. Já os equipamentos munidos de restrição por harmônicos, inibem a atuação dos relés para correntes diferenciais que são ricas em componentes harmônicas. Para os relés fabricados atualmente, existem mecanismos de restrição de segunda, terceira, quinta e sétima harmônicas. A restrição da segunda harmônica inibe o disparo do disjuntor durante a energização do transformador. Já as restrições de terceira e quinta harmônicas evitam o disparo para o caso de sobre-excitação intempestiva. O ajuste da

declividade (A_d) intrínseca da função 87 é realizado conforme a Equação 2.9.

$$A_d = \left(\frac{\Delta I_d}{I_m} \right) * 100 \tag{2.9}$$

O valor ΔI_d é o módulo da diferença entre as correntes de primário e secundário do relé e a corrente I_m é a média de amperagem que circula na bobina de restrição. A área de restrição é situada abaixo de cada curva inclinada. Se a corrente de operação é superior à de restrição segundo um valor percentual especificado, o relé deve atuar.

Figura 16 – Exemplos de inclinação característica para o relé diferencial



Fonte – Adaptado de (MAMEDE; RIBEIRO, 2016).

Outra observação importante é que a proteção diferencial (87) é mais utilizada em equipamentos maiores e de maior relevância no sistema elétrico, notadamente transformadores de potência do tipo 10 MVA/69 kV ou de especificação superior.

2.5 Demais Funções de Proteção no SEP

Evidentemente, existem outras funções de proteção e manobra associadas aos Sistemas Elétricos de Potência (SEP). Cada função possui um código numérico para identificação de acordo com o Instituto Nacional de Padrão Americano (*ANSI - American National Standards Institute*, da expressão em inglês). É destacado na tabela 1 a seguir, as principais funções de proteção e manobra com os respectivos números identificadores.

Tabela 1 – Nomenclatura das funções de proteção e manobra

Código	Função	Código	Função
1	Elemento Principal	50	Relé de Sobrecorrente Intantâneo
2	Relé de Partida ou fechamento temporizado	51	Relé de Sobrecorrente Temporizado
3	Relé de Verificação ou interbloqueio	52	Disjuntor de Corrente Alternada
4	Contator Principal	53	Relé para Excitatriz
5	Dispositivo de Interrupção	54	Disjuntor de Corrente Contínua
6	Disjuntor de Partida	55	Relé de Fator de Potência
7	Disjuntor de Anodo	56	Relé de Aplicação de Campo
8	Dispositivo de desconexão da energia de controle	57	Dispositivo para Aterramento
9	Dispositivo de Reversão	58	Relé de Falha de Retificação
10	Chave de Sequência das Unidades	59	Relé de Sobretensão
11	Reservada para Futura Aplicação	60	Relé de Balanço de Tensão
12	Dispositivo de Sobrevelocidade	61	Relé de Balanço de Corrente
13	Dispositivo de Rotação	62	Relé de Abertura Temporizada
14	Dispositivo de Subvelocidade	63	Relé de Pressão de Nível
15	Dispositivo de Ajuste de Velocidade ou Frequência	64	Relé de Proteção de Terra
16	Reservada para Futura Aplicação	65	Regulador
17	Chave de Derivação ou de Descarga	66	Dispositivo de Supervisão
18	Dispositivo de Aceleração ou Desaceleração	67	Relé Direcional de Sobrecorrente
19	Contator de Transição Partida-Marcha	68	Relé de Bloqueio
20	Válvula Operada Eletricamente	69	Dispositivo de controle permissivo
21	Réle de Distância	70	Reostato Eletricamente Operado
22	Disjuntor Equalizador	71	Dispositivo de Deteção de Nível
23	Dispositivo de Controle de Temperatura	72	Disjunto de Corrente Contínua
24	Reservada para Futura Aplicação	73	Contactor de Resistência de Carga
25	Dispositivo de Sincronização	74	Relé de Alarme
26	Dispositivo Térmico do Equipamento	75	Mecanismo de Mudança de Posição
27	Relé de Subtensão	76	Relé de Sobrecorrente de Corrente Contínua
28	Reservada para Futura Aplicação	77	Transmissor de Impulsos
29	Contator de Isolamento	78	Relé de Medição de Ângulo
30	Relé Anunciador	79	Relé de Religamento
31	Dispositivo de Excitação em Separado	80	Reservado para Futura Aplicação
32	Relé Direcional de Potência	81	Relé de Frequência
33	Chave de Posicionamento	82	Relé de Religamento em Corrente Contínua
34	Chave de Sequência	83	Relé de Seleção de Controle
35	Dispositivo para operação das escovas	84	Mecanismo de Operação
36	Dispositivo de Polaridade	85	Relé Receptor de Onda Portadora
37	Relés de Subcorrente ou Subpotência	86	Relé Auxiliar de Bloqueio
38	Dispositivo de Proteção de Mancal	87	Relé de Proteção Diferencial
39	Reservada para Futura Aplicação	88	Motor Auxiliar ou Motor Gerador
40	Relé de Campo	89	Chave Seccionadora
41	Disjuntor ou Chave de Campo	90	Dispositivo de Regulação
42	Disjuntor ou Chave de Operação Normal	91	Relé Direcional de Tensão
43	Dispositivo de Transferência Manual	92	Relé Direcional de Tensão e Potência
44	Relé de Sequência de Partida das Unidades	93	Contactor de Variação de Campo
45	Reservada para Futura Aplicação	94	Relé de Desligamento ou de livre atuação
46	Balanceamento de Corrente de Fase	95	Empregado em Aplicações não definidas
47	Relé de Sequência de Fase de Tensão	96	Empregado em Aplicações não definidas
48	Relé de Sequência Incompleta	97	Empregado em Aplicações não definidas
49	Relé Térmico para Máquina ou Transformador	98	Empregado em Aplicações não definidas

Fonte – Adaptado de (MAMEDE; RIBEIRO, 2016).

2.6 Norma *IEC 61850*, Relés Digitais e o pacote *GOOSE*

São abordadas nessa seção as definições sobre as redes de comunicação em subestações conforme a norma *IEC* 61850. Destacam-se as principais topologias de subestações existentes a nível de Transmissão e Distribuição de energia elétrica, apresentando as interfaces lógicas de comunicação previstas na norma. Ademais, uma analogia entre os contatos elétricos e os pacotes *GOOSE* é realizada, considerando os princípios de digitalização das subestações.

2.6.1 Sistemas de Automação de Subestações

Realizar a Proteção dos Sistemas Elétricos de Potência requer o pleno conhecimento sobre a dinâmica dos processos de utilização da energia elétrica e a disponibilidade de equipamentos de proteção dedicados para esta finalidade. Os dispositivos que protegem o sistema contra falhas e surtos elétricos garantem segurança, confiabilidade, robustez e aumento da vida útil das instalações. A tecnologia dos relés de proteção avança com o tempo e os equipamentos eletromecânicos começam a ser substituídos por modelos digitais (GIUSTINA *et al.*, 2013).

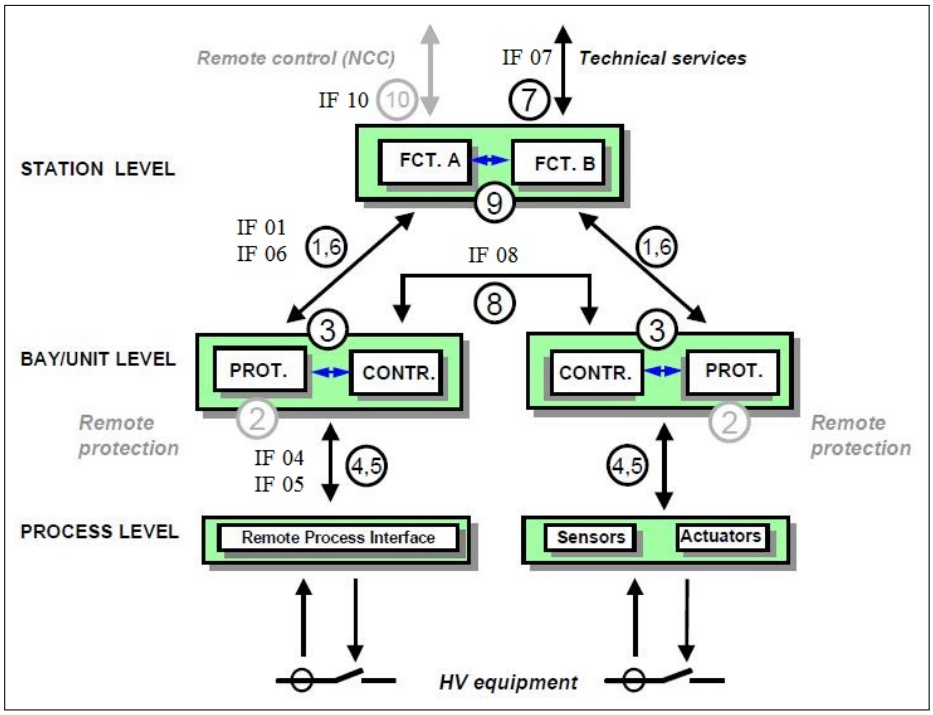
No arranjo dos Sistemas de Automação de Subestações (SAS) atuais, é comum o uso de vários *IEDs*, com diversas funções de proteção e de distintos fabricantes. Cada dispositivo possui transformadores de medição cujos terminais são alocados em diferentes pontos dos barramentos elétricos de potência (GIUSTINA *et al.*, 2015). Nesse contexto, do aumento da quantidade de equipamentos de proteção e do surgimento da necessidade de interação lógica entre dispositivos de diferentes fornecedores, que ganha evidência a ideia de interoperabilidade.

Segundo (COMER, 2006) a capacidade que os sistemas de computação diversificados têm de cooperarem na solução de problemas computacionais chama-se interoperabilidade. Esse mesmo conceito é recorrente em redes de subestações automatizadas conforme o padrão *IEC 61850*. Com essa norma, que teve a primeira versão finalizada no ano de 2004, as redes de comunicação em subestações e demais sistemas periféricos passam a usar o protocolo *TCP/IP* (*Transmission Control Protocol* / *Internet Protocol*) para o tráfego de pacotes entre os *IEDs*.

A norma *IEC 61850* trata dos sistemas e redes de comunicação em subestações, com foco especial na interoperabilidade lógica entre *IEDs* de diferentes fabricantes. A padronização proporcionada pela norma representou um avanço importante na área da automação de subestações digitalizadas. O meio de comunicação estabelecido através de uma rede local *ethernet* (*LAN - Local Area Network*) permitiu a troca mais rápida de informações entre os equipamentos

de proteção usados nos barramentos elétricos das subestações de energia (ALI *et al.*, 2014). A substituição do cabeamento de cobre das instalações por cabos de rede *ethernet* (*RJ 45* e fibra óptica) proporcionou maior largura de banda para o tráfego das informações, que passou a ser via pacotes, e reduziu o tempo de disparo dos disjuntores associados aos relés de proteção (GEORG *et al.*, 2013). A norma *IEC 61850* é dividida em dez módulos de padronização que contém informações relevantes aos usuários e desenvolvedores dos sistemas. Na Figura 17 é apresentado o esquema básico referente às subestações que trabalham em conformidade com a norma.

Figura 17 – Interfaces lógicas dos sistemas de automação de subestações



Fonte – (IEC 61850-1, 2013).

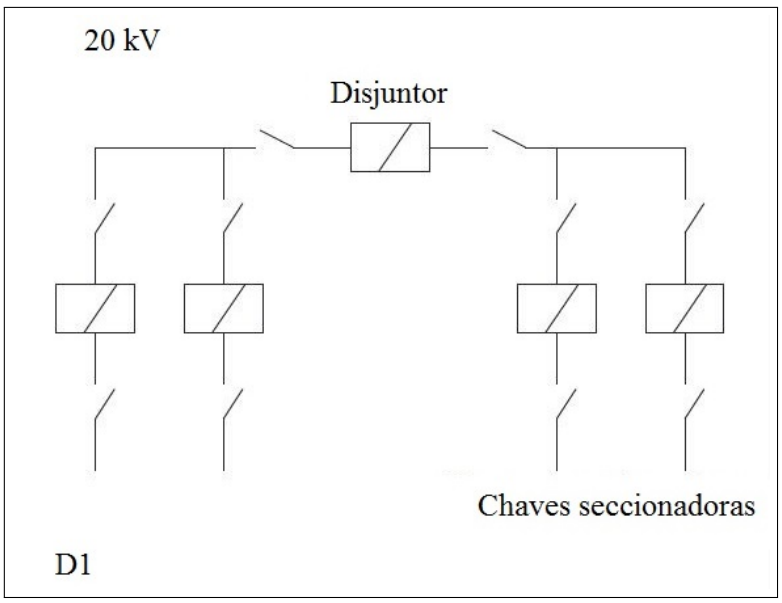
A partir da Figura 17 são atribuídas funções a três níveis lógicos distintos: nível de estação, nível de *bay* e nível de processo. O nível de *bay* é de grande relevância no contexto da norma de interoperabilidade devido à troca de informações que acontece entre os *IEDs* nessa unidade. Conhecidas por comunicações *peer-to-peer*, a interação entre relés de proteção no nível de *bay* possibilita a seletividade lógica entre os circuitos protegidos, mediante envio de comandos de bloqueio ou de atuação através das redes locais *ethernet*. O nível de estação é a unidade de onde se realiza o monitoramento do sistema e de onde partem as decisões de operação e configuração dos equipamentos das subestações. Os equipamentos de alta tensão das subestações são alocados no nível de processo. Nesse nível, os disjuntores recebem informações provenientes do nível de *bay* para o desligamento dos circuitos em contingência (HOGA; WONG, 2004).

2.6.2 Topologias de subestações

Ainda de acordo com o que é mostrado na Figura 17, existem basicamente 10 interfaces (IFs) lógicas para coordenar o fluxo de dados nos SAS atuais. A interface 01 (IF 01) diz respeito ao meio de troca de dados entre os níveis de estação e de *bay*. Por meio da IF 01 é possível configurar, monitorar e controlar os *IEDs* do nível de *bay* a partir do nível de estação. A interface 02 (IF 02) é referente à troca de dados de proteção entre o nível de *bay* e um meio de comunicação remota que está fora do escopo da norma *IEC 61850*. O fluxo de dados interno ao nível de *bay* é orientado pela interface 03 (IF 03). A interface 04 (IF 04) faz a conexão entre os transformadores de medição do nível de processo e o nível dos *IEDs*.

Os dados de controle entre os níveis de *bay* e do processo e do *bay* para o nível da estação são referentes às interfaces IF 05 e IF 06, respectivamente. Dependendo da complexidade e da importância da subestação, deve ser incluída maior ou menor quantidade de interfaces de comunicação. A troca de dados entre o nível de subestação e um grupo de trabalho remoto é conduzida via interface 07. A IF 08 diz respeito à troca de pacotes entre os *bays* e é muito usada para situações que exigem tráfego rápido. Na IF 09 ocorre fluxo de dados dentro do nível da estação e em IF 10 pode existir um fluxo de dados de controle entre os dispositivos da SE e um centro de monitoramento remoto (Não abrangido pela *IEC 61850*). É destacada na Figura 18 uma pequena subestação elétrica de Distribuição do tipo D1 que lida com média tensão.

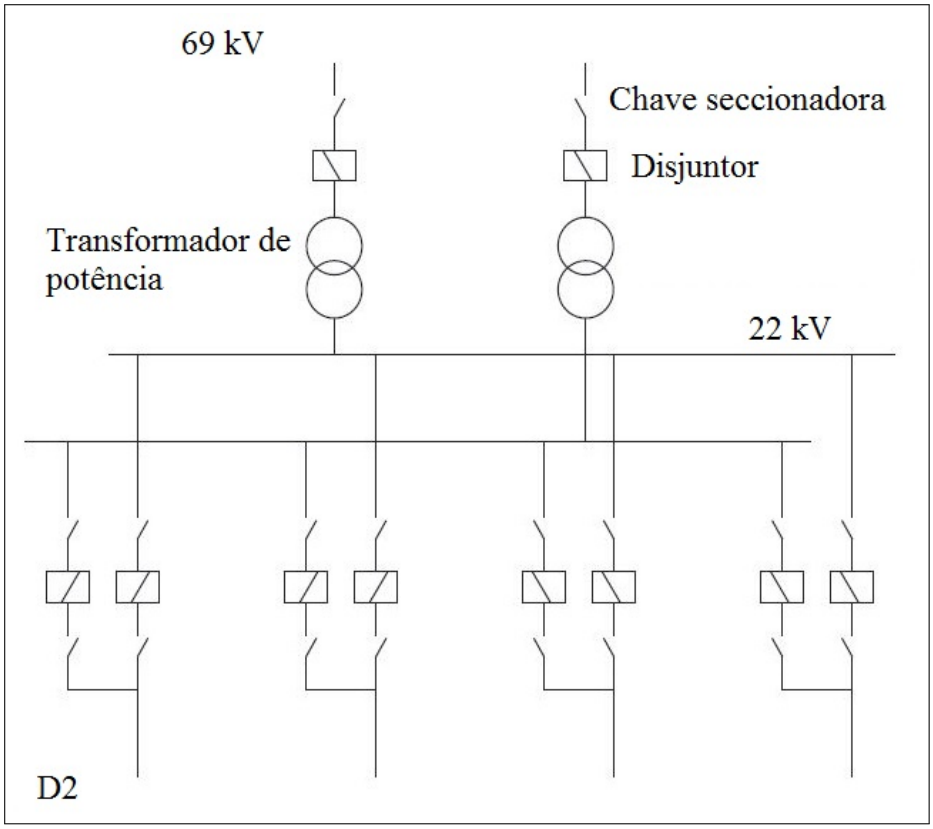
Figura 18 – Subestação de distribuição com esquema lógico D1



Fonte – Adaptado de (IEC 61850-1, 2013).

Esse tipo de subestação é conhecido por ter não mais que cinco equipamentos elétricos. Esse arranjo possui quatro alimentadores e um equipamento disjuntor e tem nomenclatura D1 referente às pequenas subestações de Distribuição. O tipo de subestação D1 requer apenas um simples barramento de comunicação para interface remota de controle. Não existe a necessidade do tráfego rápido de dados no sentido *bay-to-bay*. Segundo (IEC 61850-1, 2013) esse tipo de SE deve ser equipada com uma proteção de sobrecorrente simples e medição dos parâmetros elétricos de cada fase dos alimentadores. As interfaces de comunicação IF 03 e IF 06 devem ser usadas e as IFs 04 e 05 são opcionais. Na Figura 19 é apresentada uma subestação do tipo D2.

Figura 19 – Subestação de distribuição com esquema lógico D2

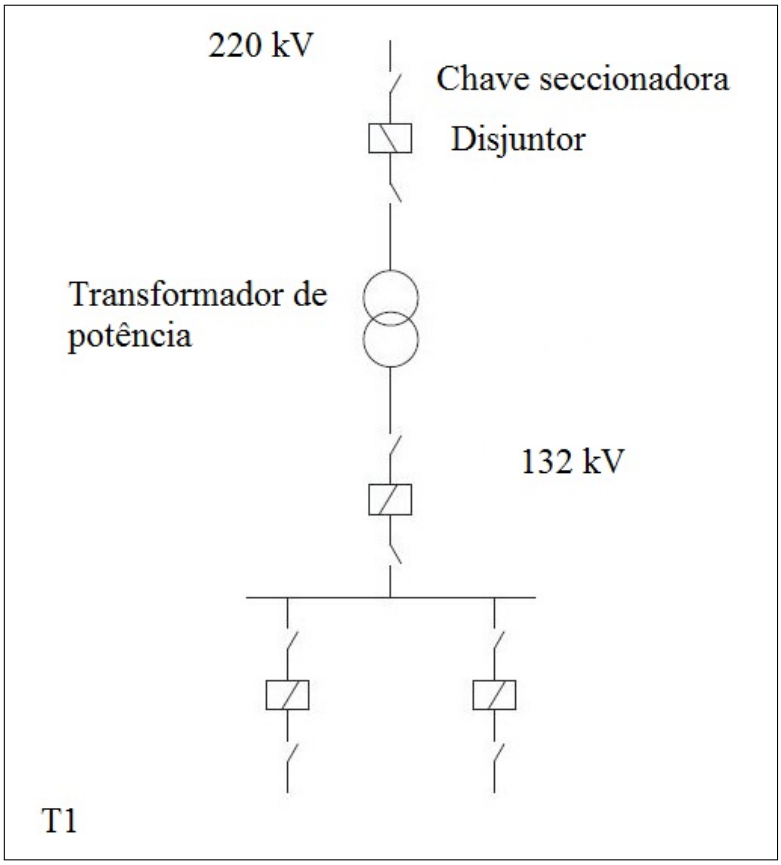


Fonte – Adaptado de (IEC 61850-1, 2013).

Em geral, o tipo de SE D2 possui mais de cinco e menos que vinte equipamentos elétricos. A subestação deve ter as proteções de sobrecorrente, de falta direcional para a terra e diferencial de transformador. O sistema de medição deve contemplar os barramentos de tensão e corrente elétrica de cada alimentador. De acordo com (IEC 61850-1, 2013), devido ao tamanho da subestação, uma ampla rede de comunicação é necessária para manipular todos os tipos de mensagens (*GOOSE*, *Sampled Value*, *MMS*). O Sistema de Automação da SE do tipo D2 deve ter as interfaces de comunicação 01, 03, 04, 05, 06, 07 e 08. Na Figura 20 a seguir, é destacada uma

pequena subestação de transmissão do tipo T1. Geralmente, esse tipo de SE possui menos de 10 elementos e tem menor importância no sistema elétrico por causa o seu arranjo pouco complexo. A medição deve incluir potência ativa e reativa dos barramentos. As interfaces de comunicação 01, 02, 03, 04, 05, 06, 07 e 08 devem ser usadas.

Figura 20 – Subestação de transmissão com esquema lógico T1

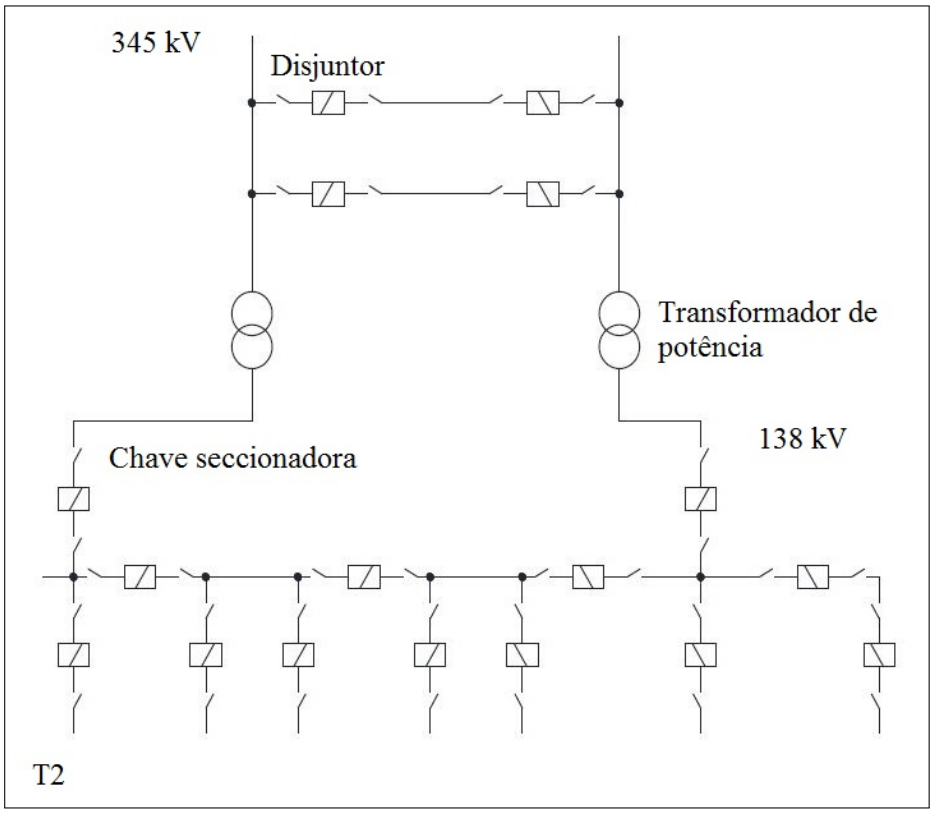


Fonte – Adaptado de (IEC 61850-1, 2013).

A estrutura do barramento de comunicação no nível da estação pode ser relacionada ao tipo de subestação (MACKIEWICZ, 2006). O tipo de subestação D1 exige apenas um barramento de comunicação muito simples para vincular as unidades interface de controle remoto. Não há comunicação *bay-to-bay* e não há necessidade das mensagens de alta prioridade. O tipo de subestação D2 exige um barramento de comunicação para toda a estação, com a capacidade de lidar com todos os tipos de pacotes *ethernet*. O tipo de subestação D3 precisa de um barramento de comunicação segmentado conectado por roteadores ou pontes para processar a grande quantidade de dados do equipamento conectado. A segmentação deve ser projetada para eliminar a necessidade de passar mensagens rápidas via roteadores. O tipo de subestação T1 exige o mesmo tipo de barramento de comunicação que o D2 com o capacidade de endereçar dis-

positivos paralelos (redundantes). O tipo de subestação T2 pode exigir estruturas de barramento de comunicação duplicadas (redundantes). Em alguns casos, se o tamanho físico da subestação também exigir uma comunicação segmentada, o barramento deve ser dividido em segmentos. No entanto, é importante observar que os tipos definidos acima e seus requisitos de comunicação, devem ser tratados apenas como exemplos. A importância real e, portanto, a confiabilidade necessária de uma certa subestação não depende apenas do tamanho e da configuração. Um esquema de uma grande subestação em nível de transmissão (T2) é mostrado na Figura 21.

Figura 21 – Subestação de transmissão com esquema lógico T2



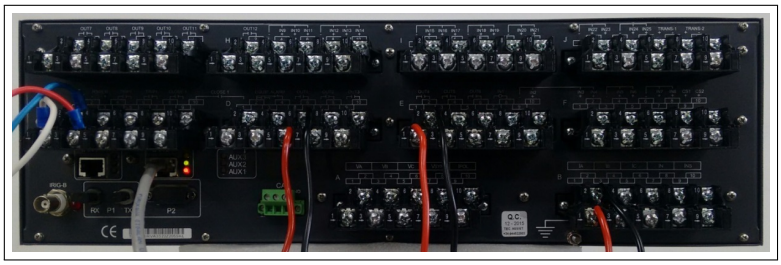
Fonte – Adaptado de (IEC 61850-1, 2013).

Alto padrão de proteção é requerido e todas as interfaces de comunicação são usadas para a subestação de esquema lógico T2. Os exemplos acima mostram que observar apenas os tipos de subestação ou de compartimento não fornece informações suficientes para calcular a carga do sistema de comunicação, especialmente se um barramento de processo está incluído. Para definir o sistema de comunicação de uma subestação é necessário avaliar a alocação das estruturas e os requisitos de desempenho dos barramentos, da estrutura da subestação bem como das funções específicas associadas. O *layout* do conjunto de manobra e a maneira como os equipamentos são montados também precisa ser definida (ALI *et al.*, 2018).

2.6.3 Evolução dos esquemas de proteção elétrica

Com o advento da norma *IEC 61850*, as subestações começaram a ser digitalizadas com relés de proteção mais inteligentes e protocolos de comunicação mais modernos e confiáveis. Os relés digitais possuem rotinas de configuração computacional compatíveis com vários sistemas e equipamentos de tecnologia da informação. Para grande parte dos relés mais antigos, o comando de acionamento dos disjuntores é realizado por meio de um contato elétrico auxiliar que é comutado conforme a atuação da função de proteção. É apresentada na Figura 22 a vista posterior, com ligações elétricas, do relé digital *8IRV* da fabricante *ZIV*.

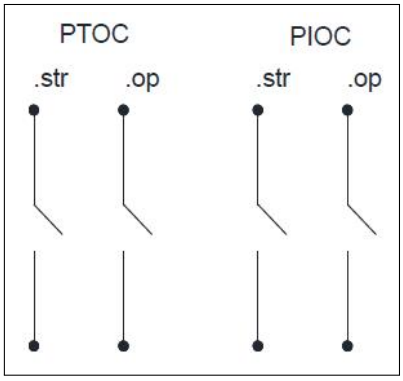
Figura 22 – Vista posterior do relé digital de sobrecorrente da *ZIV*



Fonte – o Autor.

O relé digital *8IRV* da *ZIV* é um *IED* de sobrecorrente muito empregado na proteção de ramais dos alimentadores dos sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. Esse equipamento pode ser munido de várias outras funções de proteção além da 50/51. Na Figura 23 a seguir são mostrados os contatos binários referentes às funções *PTOC* (*Phase Timed Overcurrent*), da sobrecorrente temporizada de fases e *PIOC* (*Phase Independent Overcurrent*) da sobrecorrente de tempo definido. As chaves abertas representam relés eletromecânicos auxiliares.

Figura 23 – Contatos Elétricos Binários para a Proteção de Sobrecorrente



Fonte – o Autor.

Os relés auxiliares que sinalizam o disparo dos relés digitais necessitam ser devidamente polarizados para que possam comutar. Existe um tempo mínimo associado à abertura e ao fechamento dos contatos elétricos que pode ter grande influência na coordenação dos *IEDs*. A energização residual dos relés auxiliares também produz inconvenientes aos sistemas de proteção. A norma *IEC 61850* trata das redes de comunicação *ethernet* em subestações de potência e estabelece que a mensagem *GOOSE* é a principal responsável por sinalizar o disparo das funções de proteção no sistema elétrico (IEC 61850-2, 2013). No Código-fonte 1 está apresentada a sintaxe de um pacote *GOOSE* referente à função de sobrecorrente temporizada não-direcional.

Código-fonte 1 – Pacote *GOOSE* das funções 51 e 50 para o relé *8IRV* da *ZIV*

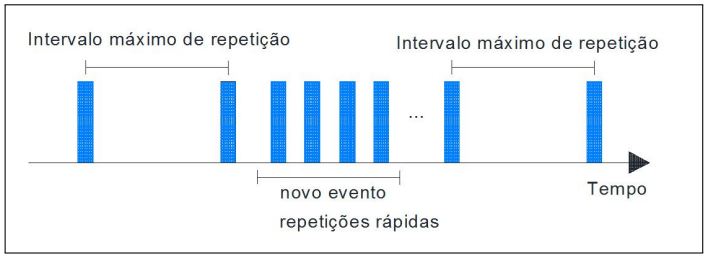
```
1  from scapy.all import *
2  prio = Dot1Q(prio=4,id=0,vlan=0)
3  prio.fields_desc[3]=XShortEnumField("type",0x88b8,
       ETHER_TYPES)
4  ethernet = Ether(dst="01:0c:cd:01:00:c1",src="
       40:40:22:00:58:e8")
5  payload="\x00\x01\x00r\x00\x00\x00\x00ah\x80\x19TEMPLATELD1
       /LLN0$GO$gcb01\x81\x02\x0f\xa0\x82\x14TEMPLATELD1/
       LLN0$ZIV\x83\x040000\x84\x08:i\xdf\xc8lI\xbc*\x85\x02\
       x03\x02\x86\x02\x01Q\x87\x01\x00\x88\x02u1\x89\x01\x00\
       x8a\x01\x04\xab\x0c\x83\x01\x00\x83\x01\x00\x83\x01\x00\
       x83\x01\x00"
6  pktgoose = ethernet/prio/payload
7  pktgoose.show()
8  while(1):
9  sendp(pktgoose, iface="ens4")
10 time.sleep(1)
```

No Código-fonte 1 é apresentada uma rotina simples escrita em *Python* para envio dos pacotes *GOOSE* de partida e disparo da função de sobrecorrente. Destaca-se na estrutura do pacote *GOOSE* os endereços *MAC* (*Media Access Control*) do destinatário (01-0C-CD-01-00-C1, *Multicast Address*) e da fonte das mensagens (40-40-22-00-58-E8, relé de proteção). A prioridade

da mensagem é definida com grau 4 (escala de 0 a 7), demonstrando que esta tem certa preferência quando circula em uma mesma rede na presença dos pacotes de outros protocolos. A carga útil (*payload*, do termo em inglês) transporta a informação relevante do pacote (KOBAYASHI *et al.*, 2007). Uma importante vantagem da norma *IEC 61850* está na substituição de fios elétricos por canais de comunicação (par trançado, fibra óptica) e relés eletromecânicos por pacotes *ethernet* (*GOOSE*). Na prática, isso gera economia no uso do cabeamento de cobre nas subestações e reduz o tempo de desligamento dos disjuntores (IEC 61850-5, 2013). De acordo com a norma devem existir afixos (prefixos e sufixos) para caracterizar cada mensagem conforme a função de proteção (IEC 61850-4, 2013; IEC 61850-6, 2013). Nesse caso, as mensagens com sufixo *.str* (*start*) representam a partida (*pickup*) da função de sobrecorrente temporizada não-direcional, enquanto que o sufixo *.op* (*operation*) caracteriza o disparo (*trip*) dos relés de proteção.

A repetição dos pacotes *GOOSE* nos relés digitais modernos é realizada qualitativamente conforme mostra a Figura 24. Esse mecanismo é similar para a maioria dos *IEDs*.

Figura 24 – Mecanismo de repetição tradicional dos pacotes *GOOSE*

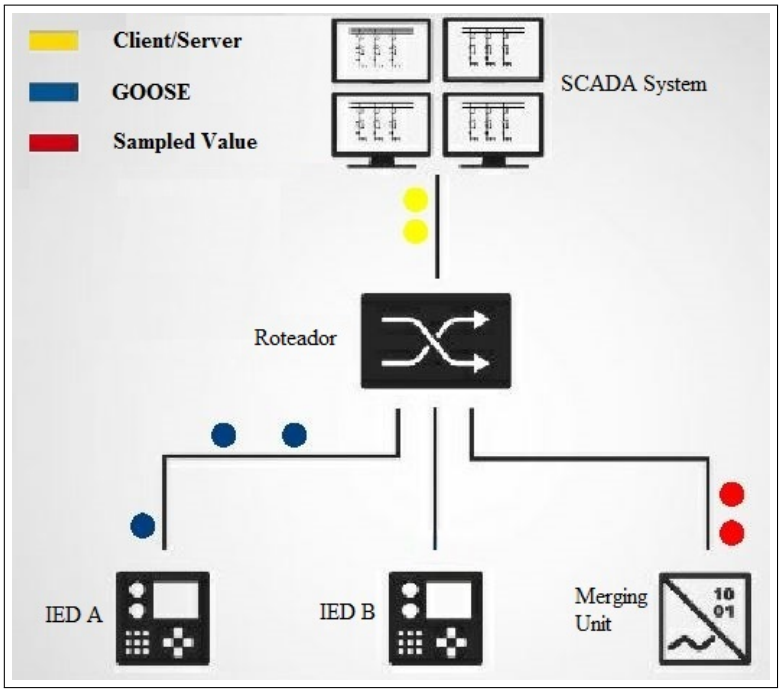


Fonte – o Autor.

Os pacotes são continuamente enviados com atributo falso para condições normais. Na ocorrência de um novo evento (falta de sobrecorrente), o algoritmo de repetição tradicional reduz o intervalo de repetição entre os pacotes que, adicionalmente, passam a ter valor verdadeiro (PEREIRA *et al.*, 2015). Na norma *IEC 61850* são usadas mensagens *MMS* (*Manufacturing Message Specification*) (IEC 61850-8-1, 2013) na comunicação básica cliente-servidor das subestações, as *SMV* (*Sampled Mensured Values*) para transportar informações dos transformadores de medição (TC, TP) e os pacotes *GOOSE* para enviar os comandos de disparo da proteção (Apostolov, 2015),(SERGIO *et al.*, 2011). É ilustrado na Figura 25 os tipos de mensagens usadas na automação das subestações, destacando um tráfego *multicast* dos pacotes de rede. Os *IEDs* envolvidos no nível de *bay* enviam e recebem pacotes *GOOSE* referentes às funções de proteção. As *Merging Units* realizam a digitalização dos parâmetros elétricos do sistema. Alguns prefixos

estabelecidos na norma para os nós lógicos das funções de proteção são mostrados na tabela 2.

Figura 25 – Comunicação nas subestações elétricas conforme a norma *IEC 61850*



Fonte – Adaptado de (OMICRON, 2017).

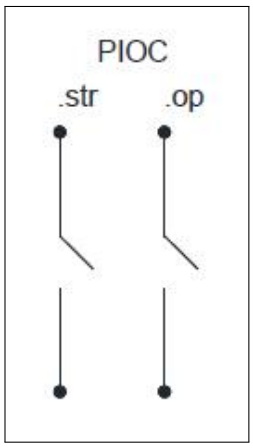
Tabela 2 – Nós lógicos definidos pela *IEC 61850-7-4* para as funções de proteção

Nó Lógico	Código *ANSI*	Função de proteção
PDIF	87, 87P, 87L, 87N, 87T, 87B, 87M, 87G	Diferencial
PDIR	67	Direcional
PDIS	21	Distância
PDOP	32	Direcional de Sobrepotência
PDUP	32, 37, 40	Direcional de Subpotência
PHAR	87T	Restrição de Harmônicas
PHIZ	64	Detector de falta para terra
PIOC	50	Sobrecorrente Instantânea
PTOC	46, 51, 60, 64R, 64S, 64W, 67, 67N, 76	Sobrecorrente temporizada
PTOF	81	Sobrefrequência
PTOV	47, 59, 59DC, 60	Sobretensão
PTTR	49, 49R, 49S	Sobrecarga térmica
PTUC	37	Subcorrente
PTUV	27	Subtensão
PVOC	51V	Sobrecorrente de tensão controlada

Fonte – Adaptado de (IEC 61850-7-4, 2013).

São mostrados na Figura 26 os contatos elétricos dos relés de proteção, que provocam a atuação dos disjuntores para eliminação das faltas no sistema elétrico. A Proteção *PIOC* (*Phase Independent Overcurrent*) também pode ser usada para o disparo da função 67.

Figura 26 – Contatos elétricos de relés auxiliares para a função 67



Fonte – o Autor.

De acordo com a norma *IEC 61850* devem existir sufixos para caracterizar cada mensagem de atuação da proteção. Nesse caso, as mensagens com sufixo *.str* (*start*) representam a partida (*pickup*) da função de sobrecorrente do tempo definido (ou instantânea), enquanto que o sufixo *.op* (*operation*) caracteriza o disparo (*trip*) dos relés de proteção. No Código-fonte 2 é apresentado o pacote *GOOSE* para disparo e partida da função de sobrecorrente direcional.

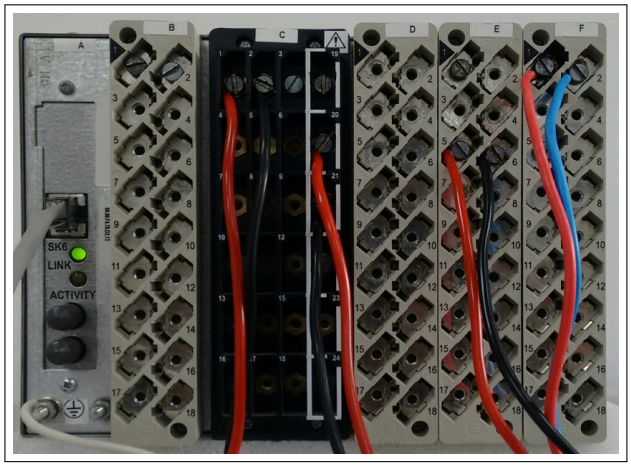
Código-fonte 2 – Pacote *GOOSE* da função 67 para o relé *Micom* P142

```
1 from scapy.all import *
2 prio = Dot1Q(prio=4,id=0,vlan=0)
3 prio.fields_desc[3]=XShortEnumField("type",0x88b8,
     ETHER_TYPES)
4 ethernet = Ether(dst="01:0c:cd:01:00:00",src="00:80:f4:78:
     d2:13")
5 payload="\x00\x01\x00\x80\x00\x00\x00\x00av\x80\
     x18P142System/LLN0$GO$gcb01\x81\x02\x07\xda\x82\
     x18P142System/LLN0$Dataset1\x83\x18P142System/
     LLN0$GO$gcb01\x84\x08Z\xb9L\x93\xddp\xa3*\x85\x01\x01\
     x86\x01\x16\x87\x01\x01\x88\x01\x12\x89\x01\x00\x8a\x01\
     x02\xab\x06\x83\x01\x00\x83\x01\x00"
6 pktgoose = ethernet/prio/payload
7 pktgoose.show()
```

O algoritmo está escrito na linguagem de programação *Python* e os campos da mensagem são obtidos por meio dos *softwares Wireshark* e *Scapy*. Destaca-se na estrutura do pacote *GOOSE* os endereços *MAC* (*Media Access Control*) do destinatário (01-0C-CD-01-00-00, *multicast address*) e da fonte das mensagens (00-80-f4-78-d2-13, relé de proteção). A prioridade da mensagem é definida com grau 4, demonstrando que esta tem certa preferência quando circula em uma mesma rede na presença dos *frames* de outros protocolos (COMER, 2006). A carga útil (*payload*) do pacote pode transportar parâmetros de tensão e corrente elétrica, bem como dados sobre a seleção dos grupos de ajuste e a atuação dos dispositivos de proteção. As mensagens agrupam os dados decodificados e são transmitidas em redes *ethernet* (IEC 61850-7-1, 2013).

A função de sobrecorrente direcional (67) é um dos recursos protetivos de retaguarda mais presente nos relés digitais vigentes. A coordenação de atuação entre as funções de sobrecorrente direcional e não-direcional (50/51) é bastante recorrente em sistemas elétricos de arranjo em anel. A inserção dos grupos de Geração Distribuída no Sistema Elétrico de Potência tornam complexas as ações de coordenação e ajustes dos relés de proteção, considerando os novos cenários com múltiplas fontes de suprimento energético. Entender os conceitos teóricos sobre a determinação das regiões de operação da sobrecorrente direcional constitui requisito essencial para realizar um adequado esquema de proteção. Na Figura 27 é destacada a fotografia do relé de sobrecorrente Multifunção *Micom* P142 da fabricante *Schneider Electric*.

Figura 27 – Vista posterior do relé P142



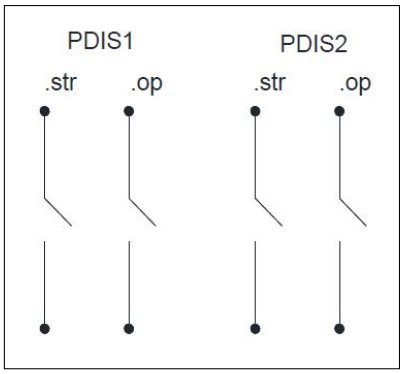
Fonte – o Autor.

O relé digital P142 possui funções de proteção contra sobrecorrente direcional e não-direcional, além de proteger o sistema elétrico de sobretensões, subtensões, faltas fase-terra e de desvios na frequência. O *IED* é munido ainda de medição digital dos parâmetros elétricos

de tensão e corrente, sendo capaz de converter valores das medidas analógicas em dados de formato digital. Segundo Hoyos *et al.* (2012) a norma *IEC 61850* lida com uma tecnologia considerada vulnerável para o tráfego de informações. Pacotes podem ser facilmente capturados, modificados e reenviados nas redes locais de comunicação das subestações. Para o relé P142 os valores medidos do sistema elétrico podem ser repassados aos sistemas *ethernet* dentro dos pacotes *GOOSE*, junto com as informações de disparo das funções de proteção e segundo uma taxa de amostragem previamente configurada (KRIGER *et al.*, 2013; IEC 61850-10, 2013).

Na Figura 28 são destacados os relés auxiliares que indicam a atuação da proteção de distância para duas zonas de impedância característica (PDIS1 e PDIS2).

Figura 28 – Contatos elétricos de relés auxiliares para a função 21



Fonte – o Autor.

Na Figura 29 está a fotografia da vista posterior do *IED* de distância *Micom* P435.

Figura 29 – Vista posterior do relé digital *Micom* P435

Fonte – o Autor

Conforme citado anteriormente e ilustrado na tabela 2 são estabelecidas siglas para

caracterizar os nós lógicos de cada função protetiva do sistema elétrico, conforme a *IEC 61850*.

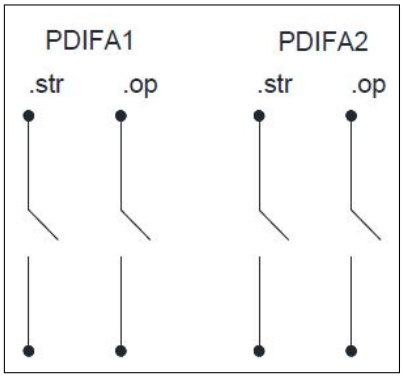
No Código-fonte 3 é mostrado o pacote *GOOSE* para a proteção de distância que substitui os relés eletromecânicos auxiliares da Figura 28.

Código-fonte 3 – Pacote *GOOSE* da função 21 para o relé *Micom* P435

```
from scapy.all import *
prio = Dot1Q(prio=4,id=0,vlan=0)
prio.fields_desc[3]=XShortEnumField("type",0x88b8,
   ETHER_TYPES)
ethernet = Ether(dst = "01:0c:cd:01:00:00",
   src = "00:80:f4:78:1b:55")
payload= "\x00\x01\x00\x86\x00\x00\x00\x00a|\x80\
   x18P435System/LLN0$GO$gcb01 \x81\x01\x16\x82\
   x18P435System/LLN0$Dataset1\x83\x18P435System/
   LLN0$GO$gcb01 \x84\x08\x7f\xe40\xaa\xb4\xbcj*\x85\x02\
   x01\x1d\x86\x01\x00\x87\x01\x00\x88 \x01\x02\x89\x01\x00
   \x8a\x01\x04\xab\x0c\x83\x01\x01\x83\x01\x00\x83\x01\x00
   \x83\x01\x00"
pktgoose = ethernet/prio/payload
pktgoose.show()
```

Na proteção diferencial existem nós lógicos referentes aos transformadores de medição primários e secundários. São ilustrados na Figura 30 os relés auxiliares da função diferencial.

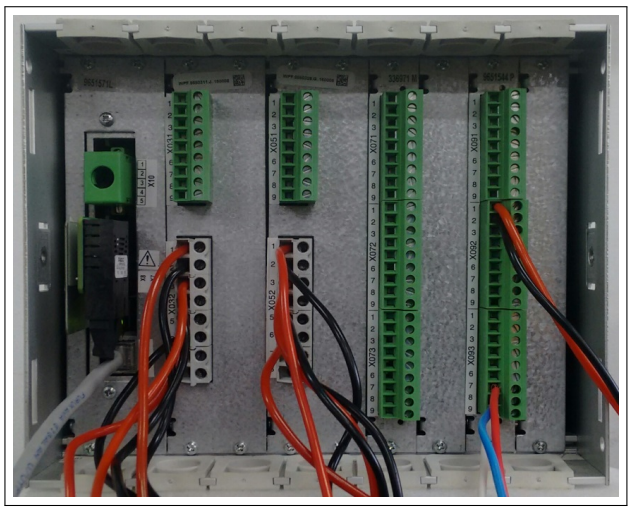
Figura 30 – Contatos elétricos de relés auxiliares para a função 87



Fonte – o Autor.

Os nós *PDIFA1* e *PDIFA2* são referentes à proteção diferencial da fase A dos equipamentos conectados aos transformadores de corrente primário e secundário do *IED*. Na Figura 31 é apresentada a fotografia da vista posterior do relé digital diferencial *Micom* P632.

Figura 31 – Vista posterior do relé digital *Micom* P632



Fonte – o Autor.

É destacado no Código-fonte 4 o pacote *GOOSE* para a proteção diferencial.

Código-fonte 4 – Pacote *GOOSE* da função 87 para o relé *Micom* P632

```
1 from scapy.all import *
2 prio = Dot1Q(prio=4,id=0,vlan=0)
3 prio.fields_desc[3]=XShortEnumField("type",0x88b8,
     ETHER_TYPES)
4 ethernet = Ether(dst= "01:0c:cd:01:00:00",
     src= "00:80:f4:78:1b:12")
5 payload= "\x00\x01\x00\x86\x00\x00\x00\x00a|\x80\
     x18P632System/LLN0$GO$gcb01\x81\x01\x1a\x82\
     x18P632System/LLN0$Dataset1\x83\x18P632System/
     LLN0$GO$gcb01\x84\x08\x7f\xe8<7&ff*\x85\x02\x01\xa7\x86\
     x01\x01\x87\x01\x00\x88\x01\x02\x89\x01\x00\x8a\x01\x04\
     xab\x0c\x83\x01\x01\x83\x01\x01\x83\x01\x01\x83\x01\x01"
6 pktgoose = ethernet/prio/payload
7 pktgoose.show()
```

2.6.4 Digitalização de subestações conforme a norma IEC 61860

Uma característica importante das novas subestações de energia elétrica automatizadas conforme a norma *IEC 61850* é a digitalização dos parâmetros elétricos do sistema. A *IEC 61850-9-1* é aplicada a transformadores eletrônicos de corrente e de tensão elétrica para uso dos valores digitalizados em equipamentos de proteção e medição. Os transformadores de medida que lidam com envio de parâmetros elétricos medidos em formato digital são denominados ópticos ou eletrônicos. No arranjo de uma SE os transformadores de corrente e de potencial são localizados após os dispositivos para-raios na parte inicial da subestação.

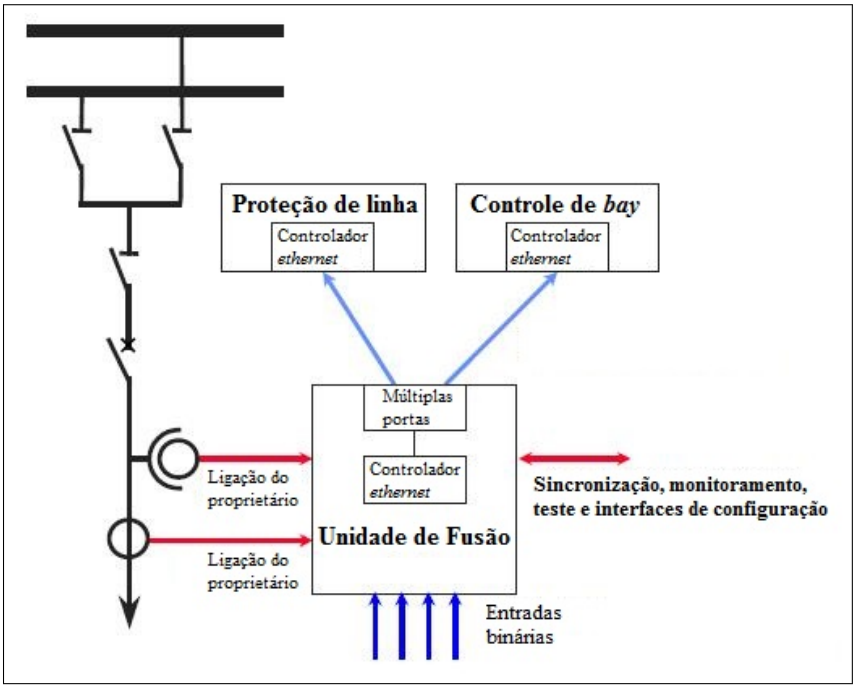
Os TCs e TPs são primordialmente concebidos para realizar a medição e a proteção do sistema de potência. Cada fase oriunda das linhas de transmissão deve receber um TC e TP para aferição dos parâmetros elétricos. Os transformadores de medida proporcionam isolamento galvânico entre o nível de processo e os equipamentos do nível de *bay* da subestação e condicionam os níveis de tensão e corrente elétrica para a utilização dos relés digitais de proteção. Com os antigos TCs e TPs eletromecânicos a medição dos parâmetros elétricos no barramento da SE é menos preciso e está mais sujeito a interferências eletromagnéticas. Ademais, cabos elétricos de cobre são necessários para interligar os transformadores de medida, no barramento de processo, aos relés de proteção, alocados no nível de *bay*.

Do ponto de vista técnico, ter muitos cabos elétricos instalados em uma SE para interligar sistemas distintos, pode tornar os arranjos elétricos mais complexos e de difícil manutenção. Oxidação dos cabos de cobre, interferência eletromagnética, aquecimento excessivo e perda energética dos condutores envolvidos no sistema de medição são algumas das desvantagens do sistema com dispositivos eletromecânicos. Com a evolução dos esquemas de proteção e o advento da norma *IEC 61850*, os transformadores de medida passam a fornecer informação digitalizada sobre os parâmetros elétricos medidos, que são transmitidos aos demais sistemas via rede *ethernet*. Isso elimina os inconvenientes técnicos gerados pelo excesso de condutores de cobre nas instalações subterrâneas das SEs e, do ponto de vista econômico, pode onerar menos as instalações dos sistemas de medição. Um único cabo *ethernet* de categoria *5e* ou terminal de fibra óptica tem a capacidade de enviar todos os dados de corrente e tensão elétrica por fase de um sistema trifásico, por exemplo. (GARCÍA-GRACIA *et al.*, 2011).

Conforme (IEC 61850-9-1, 2013), os pacotes *ethernet* que transportam informações sobre os parâmetros elétricos do sistema são classificados como mensagens de valor amostrado (*Sampled Value*, do termo em inglês). As unidades de processamento responsáveis por converter

os sinais de medição analógicos em mensagens de valor amostrado são denominadas unidades de fusão (*Merging Unit* (MU), do termo em inglês). Na Figura 32, um diagrama esquemático de instalação e funcionamento da medição digitalizada através de uma unidade de fusão.

Figura 32 – Diagrama elétrico da medição digitalizada conforme a norma *IEC 61850*



Fonte – Adaptado de (IEC/TR 61850 – 9 – 1, 2013).

A unidade de medição digital ilustrada na Figura 32, recebe parâmetros de medição analógica da linha de transmissão (processo), digitaliza os valores recebidos para o formato de mensagem *Sampled Value* e interage com dispositivos de proteção da linha e de controle do nível de *bay*, para gerenciar e proteger os equipamentos e instalações elétricas do nível de processo. A norma *IEC 61850-9-1* é aplicada na comunicação entre as unidades de fusão do nível de processo (transformadores de corrente eletrônicos (TCE), transformadores de potencial eletrônicos (TPE) e os relés de proteção no nível de *bay*. Se forem requeridas taxas de amostragem mais altas, maior quantidade de informação transmitida ou comunicação entre relés digitais, os parâmetros normativos passam a ser orientados através da *IEC 61850-9-2* (ADEWOLE; TZONEVA, 2014).

Em se tratando das especificações e requisitos para envio das mensagens *Sampled Value*, o módulo 09 da norma *IEC 61850* faz algumas recomendações que devem ser seguidas pelos fabricantes de *IEDs*. A adequação dos relés digitais ao que é estabelecido pelos normativos deve acontecer de forma gradual e segundo a disponibilidade de informações que são atualizadas a cada nova edição do protocolo *61850*. A conexão entre as unidades de medição digital e os

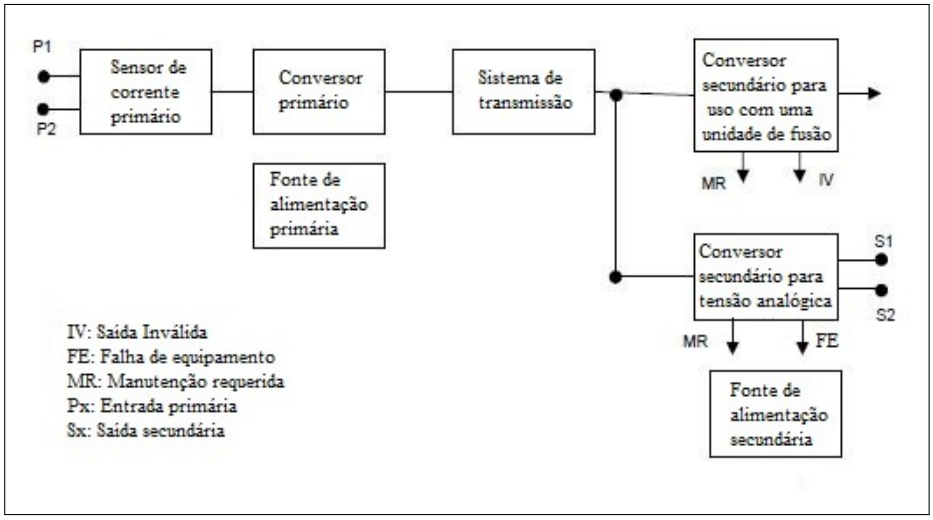
equipamentos secundários deve ser realizada através de fibra óptica, no entanto, se os requisitos de interferência eletromagnética forem atendidos pode ser utilizado um cabo *ethernet* de cobre.

As mesmas premissas das mensagens *GOOSE* podem ser aplicadas aos pacotes de valor amostrado. Endereços de destinatário *Multicast*, utilização de etiquetas prioridade e mecanismo de repetição (taxa de amostragem) são alguma características a se especificar quando do envio do pacote *SV* (*Sampled Value*). O endereço de destino *Multicast* ou *Broadcast* permite que as mensagens *SV* sejam enviadas para todos os equipamentos de uma rede local (*LAN - Local Area Network*). Obter a confirmação do recebimento das mensagens *GOOSE* custaria tempo de processamento e inviabilizaria o menor tempo de disparo das funções de proteção. O mecanismo de repetição é usado para assegurar maior probabilidade do recebimento dos pacotes pelos destinatários. A mesma taxa de envio usada para os pacotes de disparo das funções de proteção (*trip*) pode ser usada para a mensagem *Sampled Value* (*SV*).

A etiqueta de prioridade (*Priority tagging*, do termo em inglês) de acordo com *IEEE 802.1Q* é usada para separar tráfego de mensagens de tempo crítico e de alta prioridade para aplicações de proteção relevantes, do fluxo de pacotes de baixa prioridade. Os relés digitais de alguns fabricantes já funcionam como *Merging units* para digitalização dos parâmetros elétricos medidos do sistema. A conversão do valor analógico para o digital é realizado segundo a *ASN.1* (*Abstract Syntax Notation One*), formato dedicado aos sistemas de telecomunicações, obedecendo as regras básicas de codificação (*BER - Basic Encode Rules*). Para o processamento dos pacotes em *software* é necessária a utilização de ferramentas como o interpretador *Scapy*.

A decodificação dos valores em notação abstrata para números de valor real é necessária para a utilização em dispositivos de medição e proteção. Condutores de cobre para a conexão de medição da tensão elétrica dos TPs e para medição da corrente elétrica nos TCs são substituídos por um único cabo de rede *ethernet*. Com isso, são obtidos benefícios técnicos e econômicos nas instalações das subestações que trabalham em conformidade com o padrão *IEC 61850*. Redução de perdas pelo menor uso dos cabos condutores de cobre, menos sujeição à interferência eletromagnética e custo reduzido das instalações são algumas das vantagens das medições digitais. Apesar do padrão *IEC 61850* ter sua primeira versão publicada a cerca de dez anos, ainda é comum que se encontre subestações de energia em desconformidade com a norma. Instalações mais antigas que ainda atendem aos requisitos mínimos de proteção do SEP continuam a ser utilizadas. É destacado na Figura 33 um esquema em diagrama de blocos típico dos transformadores eletrônicos (ópticos) aplicados nas subestações automatizadas.

Figura 33 – Esquema do transformador eletrônico monofásico



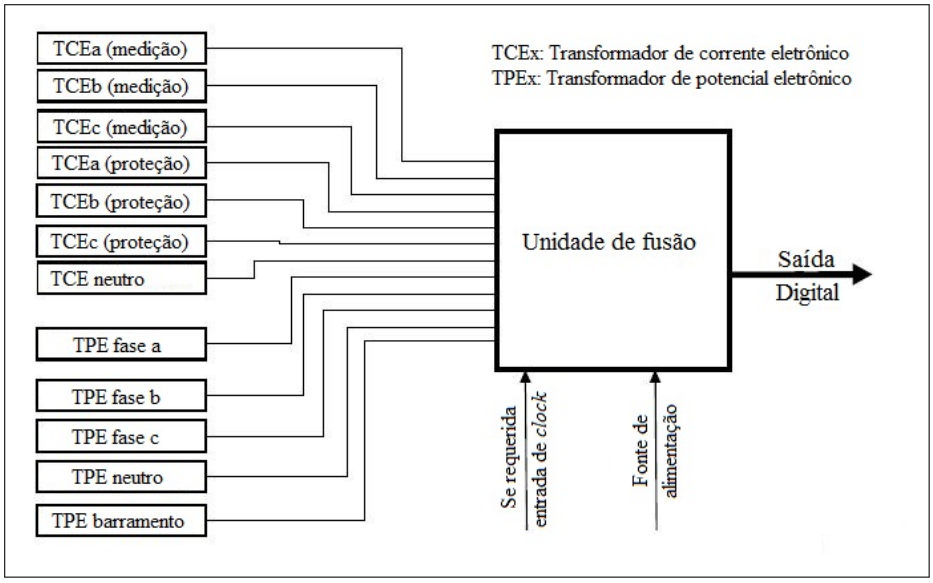
Fonte – Adaptado de (IEC 61850-9-1, 2013).

Os transformadores de medida (TC e TP) das subestações de energia elétrica promovem o condicionamento dos parâmetros de corrente e tensão elétrica para requisitos de medição e proteção. Ademais, esses equipamentos fornecem um isolamento galvânico entre os cabos das linhas de transmissão e os níveis de operação da subestação. O transformador de corrente eletrônico da Figura 33 possui um sensor em nível de tensão primária que constitui a primeira etapa da medição elétrica. Existe ainda um conversor em nível secundário que fornece níveis de tensão e corrente compatíveis para suprir as unidades de digitalização das variáveis analógicas. Uma relação de transformação entre as correntes e tensões elétricas do primário e do secundário é intrínseca de cada dispositivo. Os valores típicos dos parâmetros elétricos no secundário de 5A para corrente elétrica e 115 V para tensão são verificados na maioria dos equipamentos.

As mensagens de valor amostrado são caracterizadas pelo valor hexadecimal *0x88ba* e codificadas de acordo com a sintaxe abstrata de notação um (*ASN.1*). Os pacotes *Sampled Value* (SV) podem ser enviados com nível de prioridade e atributo *multicasting*. No entanto, não é raro encontrar relés digitais (*IEDs*) que ainda não contemplam o envio de mensagens *SV* conforme estas foram concebidas nas normas *IEC 61850-9-1* e *IEC 61850-9-2*. Felizmente, algumas medidas podem ser tomadas para contornar essas situações de não conformidade. Se os relés digitais estão aptos a enviar os pacotes *GOOSE* de valor hexadecimal *0x88b8*, e existem objetos de dados para medição previstos nos grupos de dados (*datasets*) dos relés, é possível obter resultado similar de medição digital que é obtido com as mensagens *Sampled Value* do tipo *0x88ba*. Nesse caso, quando da configuração de *datasets* dos *IEDs* basta enviar junto às mensagens de disparo da proteção (*GOOSE*) os objetos de dados que correspondem aos valores

dos parâmetros de tensão e corrente elétrica. A partir daí pode-se dessecar o pacote *ethernet* e extrair somente as informações relevantes de medição elétrica. Na Figura 34, uma configuração lógica de uma unidade digitalização (*Merging Unit*), conforme (IEC 61850-9-1, 2013).

Figura 34 – Exemplo de configuração dos transformadores eletrônicos



Fonte – Adaptado de (IEC/TR 61850 – 9 – 1, 2013).

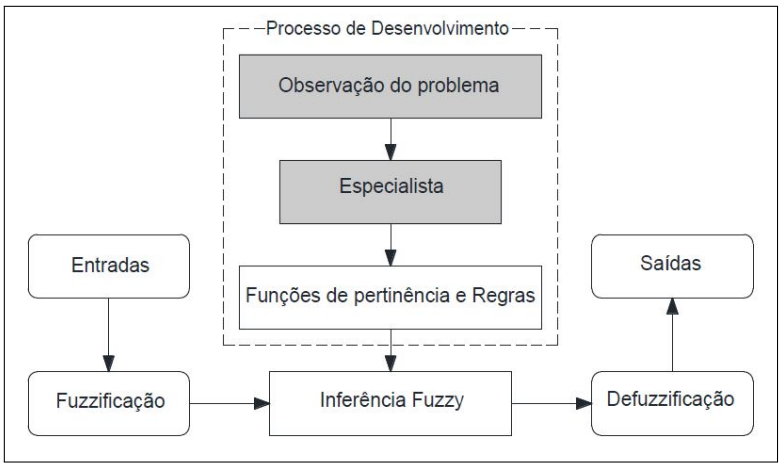
É possível verificar na Figura 34 que as saídas analógicas dos conversores secundários dos transformadores de medida são integradas à unidade de digitalização, que transfere as informações na forma de pacotes para uma saída digital. Os conversores secundários podem ser referentes aos transformadores eletrônicos de corrente ou tensão elétrica para atender aos requisitos de proteção e medição. Os parâmetros elétricos (tensão e corrente) das fases e do neutro bem como a tensão elétrica de linha no barramento das subestações são agrupados e digitalizados. Os valores digitais são repassados aos demais dispositivos dentro da subestação.

A decodificação das mensagens munidas de grandezas elétricas pode ser realizada através do processamento em *hardware* dos *IEDs*, ou mediante ferramentas como o *software Scapy* para a manipulação dos pacotes de rede. Os *IEDs* podem lidar com os parâmetros elétricos contidos nas mensagens para orientar as ações de contingência nas subestações. Os pacotes *Sampled Value* também fornecem informações aos sistemas *SCADA* (*Supervisory Control and Data Acquisition*) no nível da estação, para o gerenciamento das instalações protegidas. Nas subestações em conformidade com a norma *IEC 61850*, o tráfego de rede tem caráter *multicast agent* e a filtragem das mensagens pode ser realizada através do tamanho dos pacotes em *bytes*.

2.7 Sistema de Inferência *Fuzzy* (SF)

O uso da inteligência computacional para solucionar problemas da engenharia é bastante comum em ambientes industriais. Os sistemas inteligentes baseados na Lógica *Fuzzy* (LF) conseguem emular o raciocínio humano para realizar tomadas de decisões (IRAM; ZAFAR; ZAHRA, 2018). A LF trabalha com raciocínio incerto, impreciso e difuso. Nesse contexto, a LF pode inferir soluções inovadoras baseada em regras semânticas e conhecimento de um especialista (ELKHADIRI; ELMENZHI; LYHYAOUI, 2018). É apresentado na Figura 35 um sistema *Fuzzy* (SF) com as respectivas etapas de operação.

Figura 35 – Etapas do funcionamento de um sistema *fuzzy*



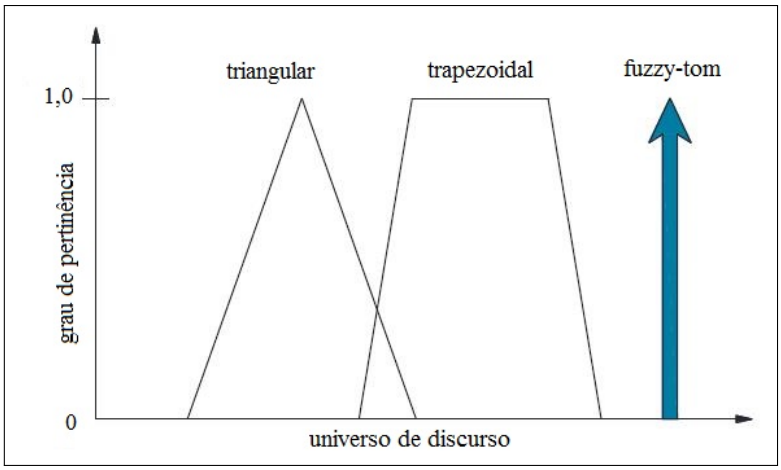
Fonte – Adaptado de (TANSCHEIT, 2004).

A etapa de fuzzificação recebe entradas numéricas precisas provenientes de medições ou grupos de dados e fornece esses valores para a realização do mecanismo de inferência *Fuzzy*. O processo de inferência determina como as regras são ativadas e combinadas para produzir o respectivo conjunto *fuzzy* de saída. Um valor preciso de saída é obtido mediante processo de defuzzificação. As funções de pertinência e regras do mecanismo de inferência podem ser obtidas por um especialista que observa e busca resolver o problema (TANSCHEIT, 2004).

O objetivo geral é compor um sistema entrada-saída que seja coerente e que apresente boa correspondência entre as variáveis envolvidas. As entradas do processo possuem valores discretos posicionados em um universo de discurso, que é o intervalo para o qual está definida a variável linguística. Utilizar valores discretos é necessário para que se possa facilitar o uso das ferramentas computacionais de processamento. Cada variável linguística definida pode ter mais de uma função de pertinência para um intervalo abrangido. Quando se trata da lógica

nebulosa (lógica de possibilidades), assume-se que as variáveis linguísticas possuem funções de pertinências (termos linguísticos primários) cujos valores podem variar entre 0 e 1 (MORETO; CIESLAK, 2016). Na Figura 36 é destacada uma variável linguística genérica com as funções triangular, trapezoidal e *fuzzy-tom* distribuídas em um universo de discurso.

Figura 36 – Exemplos de Funções de Pertinência



Fonte – Adaptado de (SIMÕES; SHAW, 2014).

Para os universos de discurso das variáveis linguísticas é escolhida uma quantidade de pontos que possa representar satisfatoriamente as funções de pertinência, sem comprometer a inferência das soluções e o desempenho computacional envolvido. As variáveis linguísticas têm, em geral, funções com formatos triangulares e trapezoidais que são mais facilmente produzidas e demandam menor esforço computacional durante a inferência. No entanto, para os casos em que ocorre sobreposição parcial entre funções de pertinência e onde o desempenho suave do sistema é importante, funções sigmoide, $cos^2(x)$ e *bell-shaped* são recomendadas, porque são mais sensíveis às entradas e ativam mais regras durante a inferência (SIMÕES; SHAW, 2014).

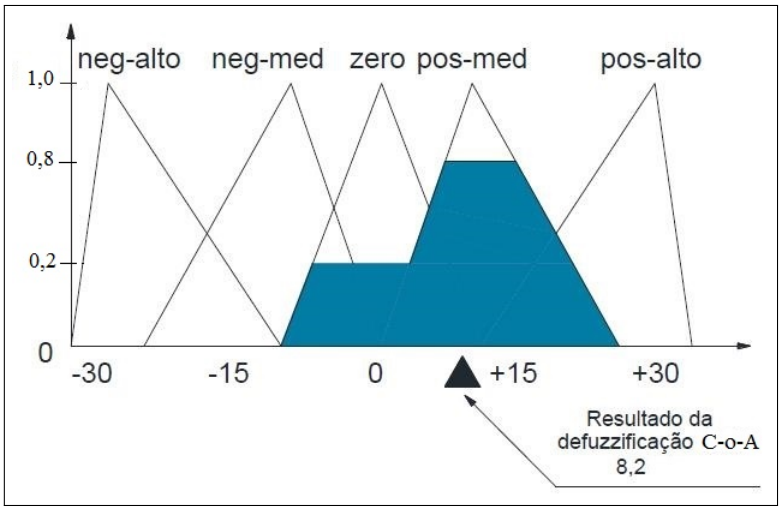
O mecanismo de inferência difusa que lida com áreas resultantes na saída é denominado *Fuzzy Mamdani*. Uma das vantagens da lógica difusa está na não necessidade da descrição de modelos matemáticos complexos para retratar o comportamento de um sistema em análise. Um conjunto de regras semânticas orientadas pelo conhecimento de um especialista é suficiente para a inferência de soluções numericamente precisas e operacionalmente viáveis. O mapeamento das variáveis de entrada e saída pode utilizar funções contínuas ou de valores discretos para relacionar termos do universo de discurso aos respectivos graus de pertinência. As variáveis linguísticas da inferência *Fuzzy* podem ser definidas por vetores numéricos contendo os valores de pertinência para cada elemento do universo de discurso.

As entradas nos sistemas *Fuzzy Mamdani* são relacionadas com regras do tipo SE-ENTÃO para produzir valores de saída. A combinação de vários conjuntos *Fuzzy* dentro de um único conjunto é denominada agregação. As variáveis de entrada associadas ao elemento condicional SE são denominadas antecedentes, enquanto que os elementos de saída relacionados com o termo ENTÃO são referidos como consequentes. Para um sistema baseado em regras é possível mesclar números reais e *Fuzzy* nas variáveis. A sintonia dos sistemas nebulosos depende fortemente do ajuste empírico realizado por especialistas dos processos envolvidos. Podem ainda serem utilizadas técnicas automáticas para sintonizar regras, funções de pertinência e parâmetros do Sistema *Fuzzy*. A base de conhecimento do sistema difuso fornece valores para a saída mediante combinação e agregação das regras (KELLER; LIU; FOGEL, 2016; LILLY, 2010).

Para exemplificar a utilização dos diferentes mecanismos de defuzzificação é destacada a seguir uma variável linguística que retrata um sistema generalizado com funções triangulares. As funções de pertinência podem ter valor semântico alto negativo, médio negativo, zero, médio positivo e alto positivo. O vetor de possibilidades 0,0; 0,0; 0,2; 0,8; 0,0 é resultante na saída. Como o vetor de possibilidades possui dois valores não nulos, o processo de defuzzificação é requerido para inferir uma solução única para a saída.

As áreas resultantes do sistema *Fuzzy Mamdani* originam os valores de saída discretos mediante o mecanismo de defuzzificação utilizado. Existem situações em que a própria saída em valores *fuzzy* é adotada em substituição a um valor discreto real. É destacado na Figura 37, o resultado da defuzzificação pelo método do centroide.

Figura 37 – Defuzzificação pelo Centro de Área



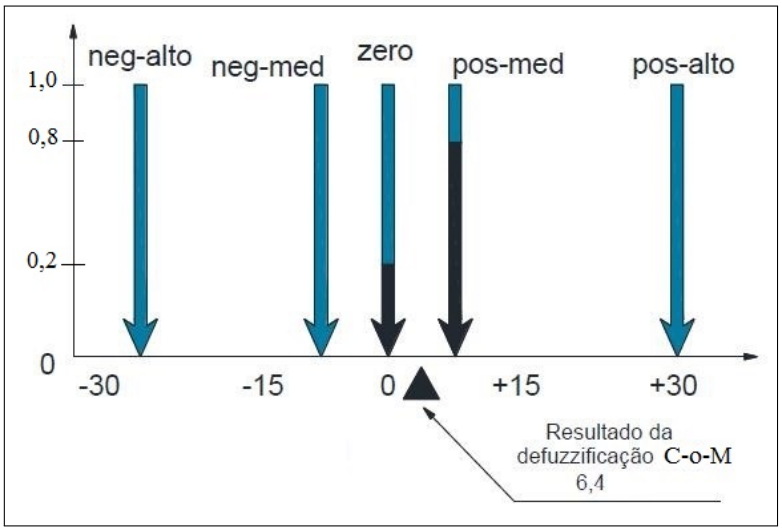
Fonte – Adaptado de (SIMÕES; SHAW, 2014).

O método de defuzzificação do Centro da Área (*C-o-A*), também conhecido como método do centro de gravidade, resulta no valor discreto que divide a área resultante do processo de inferência em duas partes iguais e traduz um razoável compromisso com o número *fuzzy* obtido na saída. A Equação 2.10 destaca o procedimento de cálculo do valor *defuzzificado* referente ao centro de gravidade. O valor único obtido substitui a área *Mamdani* de saída.

$$u^* = \frac{\sum_{j=1}^{N} u_i u_{out}(u_i)}{\sum_{j=1}^{N} u_{out}(u_i)} \tag{2.10}$$

Onde $u_{out}(u_i)$ é a área de uma função de pertinência modificada pelo resultado da inferência *Fuzzy* e u_i é a posição do centroide da função de pertinência individual. N é a quantidade de áreas individuais ativadas. O método do centro de área não é recomendado para funções de pertinência sem sobreposição, pois, nesse caso o centro geométrico é inexistente. Outra questão a ser considerada é referente aos casos em que várias regras possuem a mesma saída *Fuzzy* e a área resultante não é devidamente contabilizada. O método do centroide também possui o inconveniente de demandar maior esforço computacional devido à necessidade de integração numérica. Para o mecanismo de defuzzificação baseado no Centro dos Máximos (*C-o-M*) são tomados os picos das funções de pertinência e assume-se que o valor *defuzzificado* é referente à média ponderada dos valores máximos das pertinências *singleton*. Na Figura 38 é ilustrada a obtenção de um valor real preciso pelo método *C-o-M*.

Figura 38 – Defuzzificação pelo Centro dos Máximos



Fonte – Adaptado de (SIMÕES; SHAW, 2014).

Na Equação 2.11, o cálculo do valor *defuzzificado* para o método do Centro dos

Máximos. Esse valor é uma solução única que substitui a saída em valores *Fuzzy*.

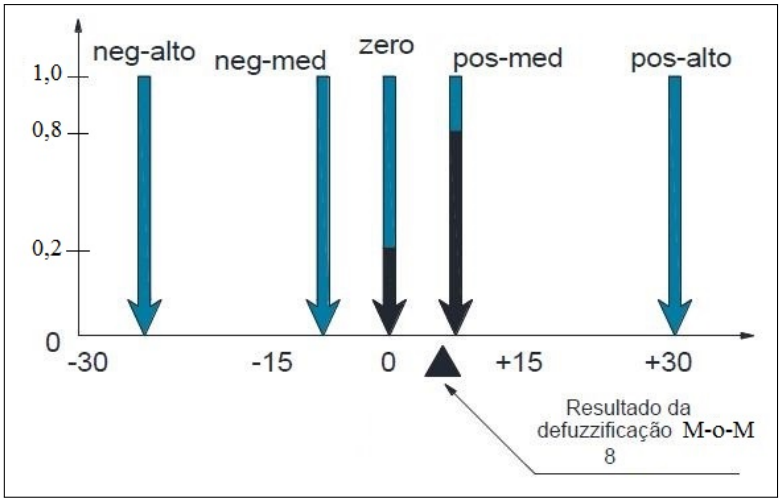
$$u^* = \frac{\sum_{i=1}^{N} u_i \sum_{k=1}^{N} u_{out}(u_i)}{\sum_{i=1}^{N} \sum_{k=1}^{N} u_{out}(u_i)} \tag{2.11}$$

Onde u_i indicam os pontos em que ocorrem os máximos das funções de pertinências de saída, $u_{out,k}(u_i)$ representam os valores máximos das pertinências *fuzzy-tom* e N é a quantidade de pertinências *singleton* máximas. Esse método é também conhecido como defuzzificação pelas alturas porque utiliza apenas funções *fuzzy-tom* para inferir uma saída com valor discreto. As alturas são representadas pelos valores máximos das pertinências em cada função *singleton*. Outra abordagem utilizada para se obter a saída em valor discreto dos sistemas *Fuzzy* baseia-se na Média dos Máximos (*M-o-M*). Para os casos em que mais de um valor máximo é observado, o método *C-o-M* é inviável porque apenas um valor máximo deve ser escolhido. Dessa forma, pode-se calcular a média de todos os máximos conforme o que é destacado na Equação 2.12.

$$u^* = \sum_{m=1}^{M} \frac{u_m}{M} \tag{2.12}$$

Onde u_m é o m-ésimo elemento do universo de discurso, em que a função $u_{out}(u_i)$ tenha um valor de pertinência máxima e M é o número total desses elementos. A abordagem que usa a Média dos Máximos é considerada a Solução mais Plausível por não considerar o formato das funções de pertinência e contabilizar a contribuição de todos os máximos das funções na saída. É ilustrada na Figura 39 a defuzzificação por meio da *M-o-M*.

Figura 39 – Defuzzificação pela Média dos Máximos



Fonte – Adaptado de (SIMÕES; SHAW, 2014).

2.8 Seletividade na Proteção do SEP

A seletividade é uma característica que deve ser inerente a um sistema de proteção. Em situações de correntes elétricas anormais, a seletividade possibilita o desligamento apenas dos circuitos afetados, deixando as demais instalações conectadas e fornecendo energia aos consumidores. No sistema elétrico munido de seletividade, cada dispositivo de proteção possui uma zona de abrangência e a coordenação entre relés de proteção a montante e a jusante é um requisito necessário. São previstos ainda dispositivos de proteção de primeira linha e de retaguarda para assegurar uma boa resposta a possíveis falhas dos circuitos seccionadores. A seletividade do sistema de proteção pode ser realizada de três formas distintas: por corrente, por tempo e por lógica (MAMEDE; RIBEIRO, 2016; JAFARY *et al.*, 2017).

Na seletividade amperimétrica, a coordenação entre os elementos da proteção utiliza-se da diferença de corrente elétrica que existe entre os circuitos a montante e a jusante no sistema elétrico. Esse tipo de seletividade é indicado para circuitos de baixa tensão, onde a impedância do sistema é maior e a corrente de curto-circuito aumenta conforme a falta se aproxima do ponto de suprimento. Os sistemas mais a jusante devem ser desligados primeiro, preservando os circuitos não afetados. Isso garante a maior continuidade do fornecimento de energia elétrica e as instalações a montante são beneficiadas pelo alívio de carga obtido pela seletividade por corrente (RAHMAN; ISHERWOOD; OO, 2018; REBIZANT *et al.*, 2018).

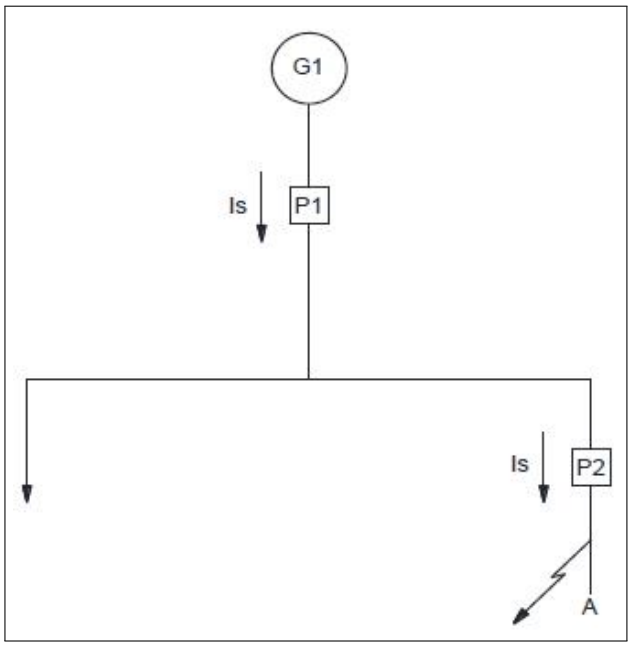
A seletividade por corrente pode atuar para casos de sobrecorrente ou curto-circuito no sistema elétrico. Na configuração dos dispositivos de proteção são configurados diferentes ajustes de corrente elétrica, para coordenar a atuação dos relés. Conforme ALSTOM (2011) para a proteção de circuitos mais a jusante, uma curva de tempo extremamente inversa é recomendada devido à maior rapidez requerida para a eliminação da falta. Em caso de instalações mais a montante, em geral mais próximas de geradores, curvas normal inversa são mais indicadas. Para a maioria dos sistemas que proporcionam seletividade por corrente, as funções de sobrecorrente temporizada não direcional (50/51) atendem aos requisitos de proteção exigidos.

Atualmente, os relés digitais são os principais responsáveis pela proteção elétrica das linhas de transmissão, distribuição e das subestações de energia. Os dispositivos eletrônicos inteligentes (*IEDs*, da sigla em inglês) como são conhecidos os relés digitais (numéricos), possuem diferentes zonas de proteção em um arranjo típico do sistema elétrico. Os *IEDs* avaliam parâmetros elétricos de corrente e tensão circulante no sistema e orientam a atuação dos disjuntores para o desligamento dos circuitos (REBIZANT *et al.*, 2018). Para a curvas de tempo

inverso, conforme aumenta a corrente elétrica aplicada aos transformadores de medida dos relés de proteção, menor deve ser o tempo de disparo dos disjuntores associados.

Na seletividade amperimétrica, deve existir uma diferença no ajuste da corrente entre os relés envolvidos. O grupo de *IEDs* mais a jusante do ponto de defeito devem ser configurados para um valor corrente menor em relação aos *IEDs* mais a montante. Em caso de elevação da corrente elétrica, devido a uma sobrecorrente ou a um curto- circuito, o relé instalado mais próximo da falta deve atuar primeiro. Para elucidar o entendimento da seletividade por corrente é apresentado o esquema elétrico na Figura 40. Um barramento de geração simples é conectado a um segundo barramento através de um equipamento de proteção P1. A corrente elétrica de defeito I_s circula no sistema no momento da falta. Na situação de contingência destacada, um curto-circuito ocorre à jusante da proteção P2 e próximo ao ponto A.

Figura 40 – Esquema de proteção com seletividade por corrente



Fonte – Adaptado de (MAMEDE; RIBEIRO, 2016).

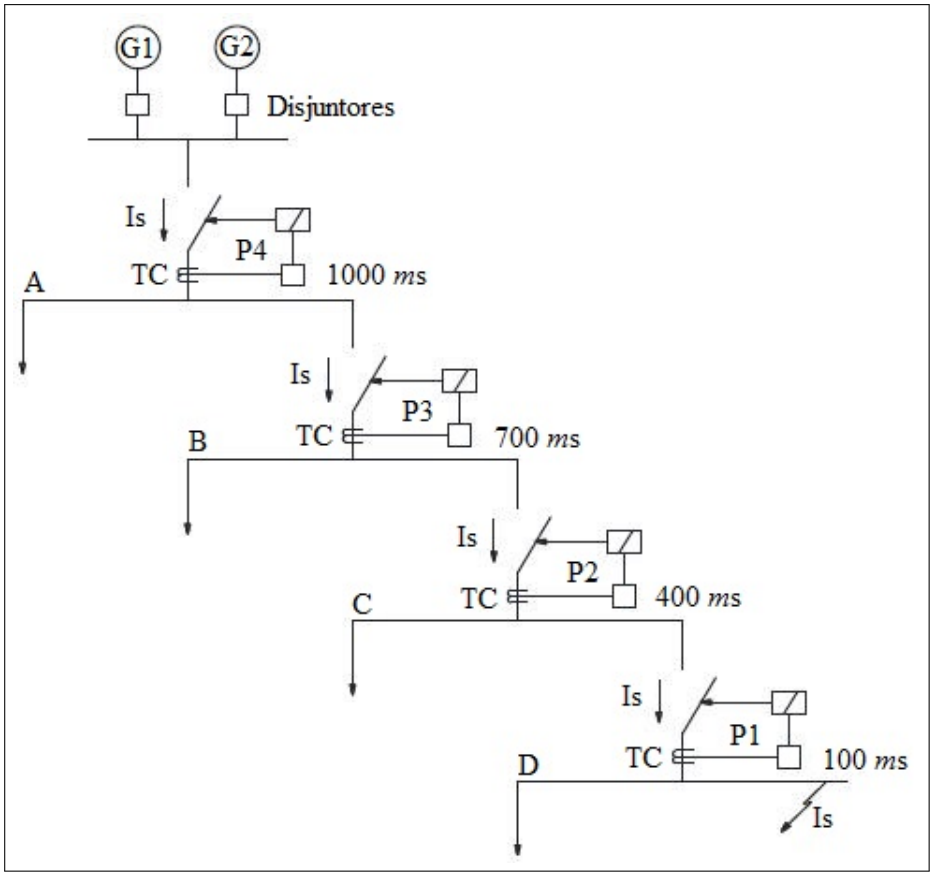
Para que a seletividade por corrente aconteça, os ajustes das proteções P1 e P2 devem ser adequados para o desligamento cascateado dos circuitos. A corrente elétrica de ajuste para a proteção P1 deve ser maior que o valor da corrente de falta I_s, já que esta é a proteção mais a montante do sistema. A corrente de ajuste do relé P2 deve ter valor inferior ao de I_s (corrente de defeito) já que este dispositivo de proteção está mais a jusante no sistema, e é o equipamento imediatamente a montante em relação ao ponto de falta. A Equação 2.13 indica o compromisso

matemático entre as correntes de ajuste I_{p1} e I_{p2} em relação a corrente de falta (I_s).

$$I_{p1} > Is > I_{p2} \tag{2.13}$$

Para estabelecer uma margem segura de atuação, o valor de ajuste I_{p2} deve ser menor ou igual a 80% do valor da corrente de falta I_s. A seletividade amperimétrica é adequada para sistemas onde o valor da corrente de curto-circuito varia conforme o ponto de falta se aproxima dos grupos de geração. Para linhas de transmissão em média ou alta tensão não se verificam variações de corrente elétrica significativas que possam proporcionar atuação amperimétrica seletiva. Na seletividade cronométrica são configurados atrasos de tempo intencionais para realizar a coordenação da atuação entre relés de proteção a montante e a jusante. O ajuste do tempo de atraso para os relés mais a montante é maior para que os relés a jusante tenham chance de atuar primeiro e desconectar os circuitos elétricos protegidos. Na Figura 41 destaca-se um sistema elétrico em que é considerada uma seletividade por tempo.

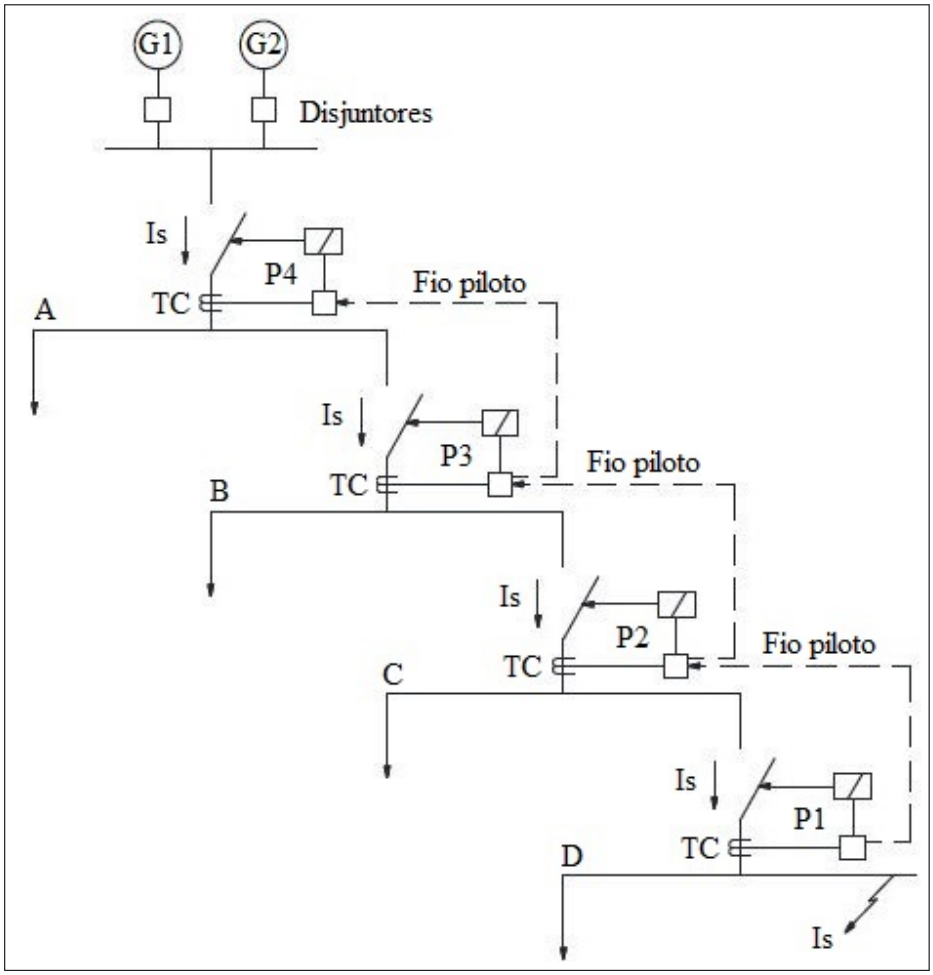
Figura 41 – Esquema de proteção com seletividade cronométrica



Fonte – Adaptado de (MAMEDE; RIBEIRO, 2016).

O intervalo de atuação entre dois dispositivos de proteção consecutivos (P1 a P4) deve considerar o tempo de abertura dos disjuntores e o tempo de atraso incerto para atuação das respectivas proteções. Essa diferença temporal é conhecida como intervalo de coordenação e situa-se entre 200 *m*s e 400 *m*s. É importante destacar que nesse tipo de seletividade, o tempo de atuação da proteção e eliminação da falta pode atingir valores muito altos, conforme o disjuntor se aproxima do ponto de suprimento. Considerando um mecanismo de atuação em cascata, à medida que as proteções mais a jusante possuem disparo bloqueado, a tarefa de desconexão do trecho em falta passa a ser designada ao relé imediatamente a montante. Tal situação é agravada conforme aumenta o número de relés de proteção em série. Isso retarda a eliminação do defeito e mantém o sistema submetido a condições severas por mais tempo. Para a seletividade lógica, a coordenação entre os relés a montante e a jusante acontecem através de um meio de comunicação via fio piloto. É possível conseguir intervalos de coordenação bastante reduzidos e seletivos. É destacado na Figura 42 um sistema radial munido com mecanismo de seletividade lógica.

Figura 42 – Esquema de proteção com seletividade lógica



Fonte – Adaptado de (MAMEDE; RIBEIRO, 2016).

Esse tipo de seletividade é mais moderno e está relacionado com o advento dos relés digitais. É um método mais facilmente aplicado em sistemas radiais, podendo, no entanto, ser utilizado nas instalações em anel que usam relés de sobrecorrente direcionais. Na seletividade lógica existe a interação entre um esquema protetivo de sobrecorrente e um sistema de comunicação, com o intuito de se obter intervalos reduzidos e seletivos do tempo de disparo dos *IEDs*. Cada relé do sistema se conecta a outro adjacente através de um fio piloto que é responsável por transmitir os sinais lógicos entre os *IEDs*. Normalmente o fio piloto é um cabo de fibra óptica, um elemento de comunicação das linhas de transmissão do tipo *OPGW* (*Optical Ground Wire*) ou um cabeamento *ethernet* de cobre (MAMEDE; RIBEIRO, 2016).

A dispositivo protetivo imediatamente a montante do ponto de defeito é a único responsável pela eliminação da falta no sistema elétrico. A proteção a jusante do defeito não recebe sinal digital para mudança de estado. Na seletividade lógica, todas as proteções a montante do ponto de falta recebem sinais de bloqueio ou atuação. Inicialmente, apenas a primeira proteção a montante deve atuar em caso de falhas e os demais relés de proteção são bloqueados via comando através de fio piloto. Os relés digitais devem ser capazes de receber um sinal do *IED* mais a jusante, enviar um comando de bloqueio aos relés à montante e orientar o desligamento do respectivo disjuntor dos circuitos protegidos (JAFARY *et al.*, 2017).

A seletividade lógica também leva em conta o disparo em cascata dos dispositivos de proteção, favorecendo os índices de continuidade e qualidade da energia elétrica entregue aos consumidores. Em se tratando dos sistemas de comunicação em subestações, previstos conforme a norma *IEC 61850*, destacam-se os pacotes *GOOSE* como os principais agentes utilizados para habilitar ou restringir a atuação dos dispositivos de proteção, em arranjos munidos com seletividade lógica. Quando houver a necessidade de coordenação entre relés digitais a montante e a jusante, o disparo dos *IEDs* deve estar condicionado ao recebimento de mensagens *GOOSE*.

O desligamento dos circuitos mais a montante deve acontecer depois que as instalações mais a jusante são desconectadas. Para caso de bloqueio ou falha dos relés a jusante, um sinal digital habilita a atuação da respectiva proteção imediatamente a montante. Para casos que envolvam seletividade lógica, a atuação dos relés digitais deve acontecer quando o respectivo elemento de sobrecorrente é sensibilizado e, adicionalmente, são recebidas mensagens *GOOSE* que sinalizam o disparo prévio dos *IEDs* imediatamente a jusante. Na prática, a combinação entre as seletividades amperimétrica, cronométrica e por lógica é essencial para a construção de bons esquemas protetivos que atendam ao Sistema Elétrico de Potência.

3 METODOLOGIA

Esse capítulo destaca os procedimentos utilizados na realização dos testes de tempo para as funções de proteção. São apresentadas as configurações e os equipamentos necessários para energizar os relés digitais e fazê-los atuar devidamente. É ilustrado um esquema de seletividade lógica entre *IEDs* a montante e a jusante para validar o algoritmo de repetição das mensagens *GOOSE* segundo a Lógica *Fuzzy*. Ademais, são abordados no capítulo a aquisição dos dados elétricos digitalizados, a decodificação dos pacotes segundo a Sintaxe de Notação Abstrata (*ASN.1*) e os parâmetros do sistema *Fuzzy* projetado.

3.1 Configurações para teste dos relés digitais

São apresentados nessa seção os procedimentos de parametrização dos relés digitais utilizados para testes do tempo de atuação das funções de proteção. Destacam-se principalmente as configurações básicas de comunicação atribuídas aos *IEDs*, considerando os requisitos necessários para o tráfego dos pacotes *GOOSE*. Ademais, são estabelecidos os métodos de conexão elétrica do equipamento utilizado para energizar e testar os relés digitais.

3.1.1 Parametrização dos IEDs da ZIV

As funções de sobrecorrente temporizada (51) e de tempo definido (50) estão presentes na maioria dos equipamentos de proteção como um recurso de retaguarda para resguardar a integridade das instalações e sistemas protegidos (KUNDUR, 1993). Nessa dissertação, para os testes do tempo de disparo das funções 50 e 51 foi utilizado o relé *8IRV* da fabricante *ZIV*. O relé *8IRV* é um *IED* de múltiplas funções usado principalmente para a proteção dos sistemas elétricos de Distribuição em tensões nominais de 13,8 kV a 69 kV. Os *IEDs* também são medidores de parâmetros elétricos do sistema, podendo medir corrente elétrica, tensão, potência, nível de harmônicas dentre outras grandezas e agrupar os valores medidos em pacotes *ethernet*.

A configuração das saídas e entradas digitais do *IED 8IRV* da *ZIV* pode ser realizada através do *software Zivercom* do mesmo fabricante do relé. É possível direcionar cada um dos relés eletromecânicos auxiliares a uma saída de disparo para cada função de proteção. Após a comutação do relé auxiliar interno ao *IED*, o sinal lógico é enviado para outros dispositivos que são responsáveis por fazer atuar os disjuntores. De maneira similar, podem ser mapeadas mensagens *GOOSE* para sinalizar a atuação de quaisquer funções de proteção do *IED 8IRV*.

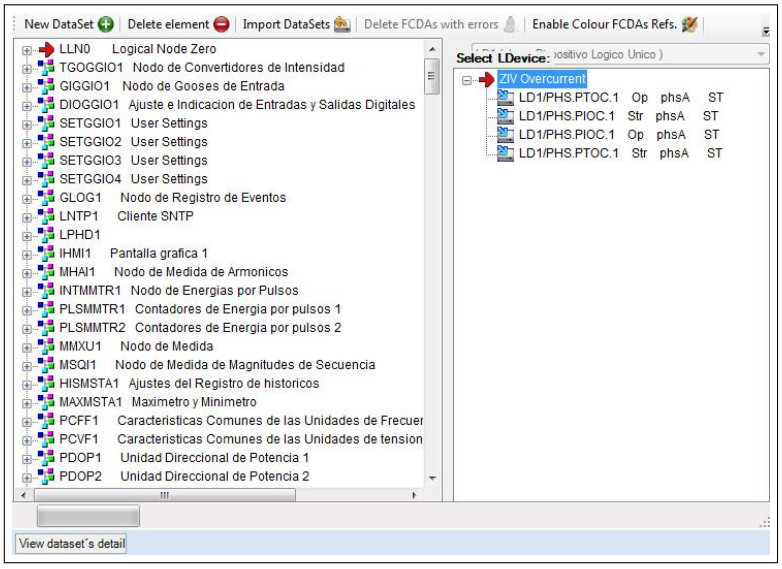
A parametrização do *IED 8IRV* é orientada através do *software ZiverCID* e o equipamento pode ser configurado tanto para publicar (*IED Publisher*) as mensagens quanto para assiná-las (*IED Subscriber*). Diversos valores de parâmetros elétricos e níveis lógicos podem ser enviados por um relé digital através das redes de comunicação *ethernet*. A medição elétrica digitalizada gera economia no uso dos condutores de cobre aplicados nos arranjos das subestações de energia e o desligamento dos disjuntores via mensagem *GOOSE* é mais rápido. Esses são alguns benefícios obtidos pelos Sistemas de Automação de Subestações em conformidade com o protocolo *IEC 61850*. Na Figura 43 é apresentada a imagem do relé digital da *ZIV*.

Figura 43 – Imagem do Relé Digital *8IRV* da *ZIV*

Fonte – o Autor.

A configuração para envio de pacotes *GOOSE* pelo relé digital da *ZIV* é mostrada na Figura 44 a seguir. São consideradas as funções 50 e 51 de uma das fases.

Figura 44 – Pacotes *GOOSE* a enviar do relé *8IRV*



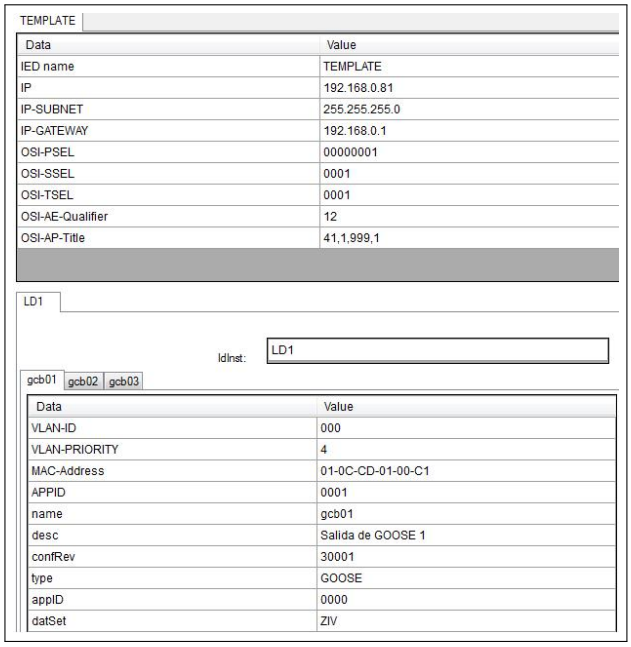
Fonte – o Autor.

É bastante comum instanciar o Nó Lógico Zero (*LLN0*, da sigla em inglês) como um ponto de partida que dá origem aos demais objetos de dados. É uma recomendação da norma *IEC*

61850 atribuir a cada grupo de mensagens um nó lógico específico, para auxiliar a distribuição do tráfego entre as saídas *GOOSE* e facilitar a separação das mensagens que são assinadas por um *IED subscriber*. Foram atribuídas ao relé *8IRV* (*LD1*-Dispositivo Lógico Único) quatro tipos de mensagens a serem enviadas, para orientar o disparo das funções 50 e 51.

Os pacotes referentes à partida (sufixo *.str*) e ao disparo (sufixo *.op*) da proteção de sobrecorrente temporizada (*PTOC*) são configurados no *IED* para atender a função 51. Do mesmo modo, as mensagens de *pickup* (partida) e disparo (*trip*) da proteção independente da sobrecorrente (*PIOC*) contemplam a curva 50 para o caso de atuação do relé em tempo fixo. Após a configuração dos *datasets* para o relé *8IRV* da *ZIV* através do *software ZiverCID*, ainda devem ser estabelecidos os requisitos mínimos para a comunicação em uma rede local *ethernet*. No arranjo das novas subestações de energia elétrica, os relés digitais são interligados no nível de *bay* por uma interface de comunicação *peer-to-peer*. Na Figura 45 são apresentados os parâmetros de rede *ethernet* para o relé digital da fabricante *ZIV*.

Figura 45 – Parâmetros e endereçamento da rede *ethernet* para o relé *8IRV*



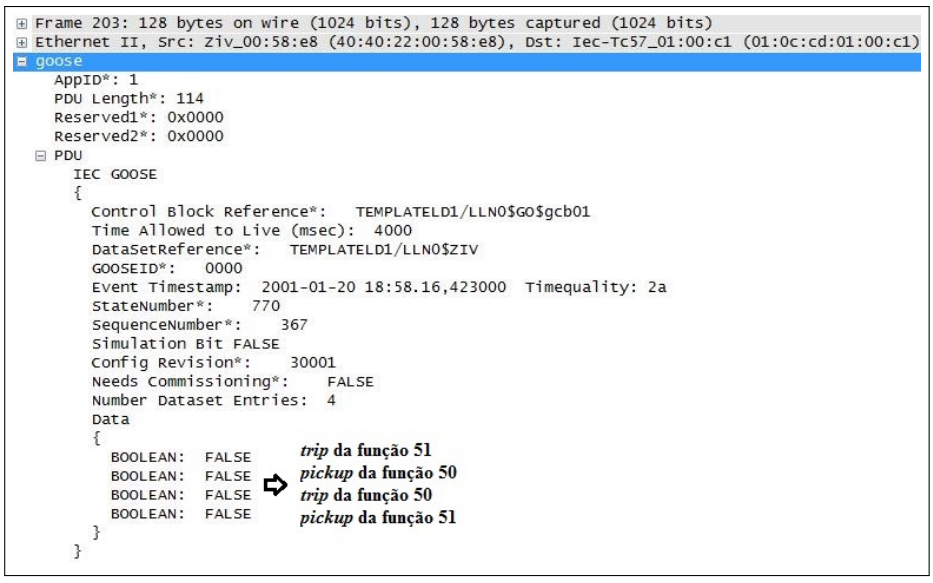
Fonte – o Autor.

O endereço de *IP* do relé de proteção é configurado para o valor 192.168.0.81. A máscara de sub Rede tem atribuído o número 255.255.255.0 e o *Gateway* tem o endereço alocado em 192.168.0.1. O relé *8IRV* pode ser conectado através de fibra óptica ou por meio do cabo de rede *ethernet* simples. O endereço *MAC* (*Media Access Control*) 01-0C-CD-01-00-C1 é *Multicast*, significando dizer que todos os dispositivos conectados à mesma rede *ethernet* são

destinatários dos pacotes. As mensagens circulam em uma rede local virtual (*VLAN – Virtual Local Area Network*) com certo grau de prioridade em relação aos pacotes de outros protocolos (*VLAN Priority* = 4). A prioridade é definida no intervalo de 0 a 7 e auxilia no transporte das mensagens de tempo crítico, que são intrínsecas ao disparo (*trip*) das funções de proteção dos sistemas elétricos. O relé *8IRV* possui múltiplas funções que podem ser devidamente configuradas para servirem como recursos de retaguarda para proteção das subestações em casos de contingência. Proteções de tensão elétrica, corrente, frequência e restrição harmônica são algumas das funções contempladas pelo relé digital da *ZIV*.

As mensagens são enviadas na rede *ethernet* das subestações segundo um algoritmo de repetição que possui intervalo configurável mínimo (1 *m*s) e máximo (1000 *m*s a 2000 *m*s) admissível entre os pacotes *GOOSE*. Nas condições normais do sistema, as mensagens são continuamente enviadas pelos *IEDs* com atributo falso. Na ocorrência de um evento, os pacotes assumem valor verdadeiro. Na Figura 46, a captura de um pacote *GOOSE* do relé *8IRV*.

Figura 46 – Captura de pacotes *GOOSE* para as funções 50 e 51 do relé *8IRV*



Fonte – o Autor.

3.1.2 Parametrização dos IEDs da Schneider Electric

Os relés de distância e diferencial utilizados nos testes do tempo de disparo dessa dissertação são respectivamente dos tipos *Micom* P435 e P632, da fabricante *Schneider Electric*. Os ensaios das funções diferencial e de distância foram realizadas no Laboratório de Eficiência Energética da Universidade Federal do Piauí. O *IED* P435 é munido das funções de sobrecorrente

temporizada não direcional (51), direcional (67) e de tempo definido (50) como recursos da proteção de retaguarda. Esse relé digital ainda protege o sistema contra variações de frequência, tensão e potência elétrica. A operação da função 21 é orientada através da medição da tensão e corrente elétrica do sistema para avaliação da distância associada. Os cálculos das distâncias de falta podem ser realizados com base na impedância, admitância ou na reatância. Para essa dissertação, os testes da função de distância são realizados mediante aplicação de tensões e correntes elétricas aos transformadores de medida do *IED* P435. Através de uma estimativa, o relé estabelece a distância de ocorrência da falta baseado em um valor de impedância.

A função de sobrecorrente diferencial (87) protege os dispositivos contra defeitos que produzam correntes de fuga e garante aumento da vida útil dos elementos protegidos. A função 87 é aplicada na proteção dos transformadores de potência, dos geradores, das linhas de transmissão e demais sistemas envolvidos pelos transformadores de medida dos relés digitais. O *IED* diferencial P632 ainda apresenta as funções 50 e 51 para proteção contra sobrecorrente e funções 27, 59 e 81 referentes à subtensão, sobretensão e variações de frequência, respectivamente.

O *IED* P632 funciona baseado no princípio da diferença de correntes elétricas entre os enrolamentos de primário e secundário dos equipamentos. Analogamente ao que é feito para o *IED* P435, os testes para o *IED* P632 são realizados mediante a aplicação de correntes elétricas diferenciais aos medidores do relé digital. A energização dos *IEDs* é realizada por meio de um Testador Hexafásico Universal de *IEDs*, da fabricante *Conprove* Engenharia, conforme os limites de tensão e corrente elétrica dos TCs e TPs. Os relés digitais P435 e P632 ainda podem ser usados para digitalização de parâmetros elétricos do sistema. Nesse caso, os atributos de dados referentes às medições elétricas podem ser agrupados junto com os atributos de disparo das funções de distância e diferencial, para formar as mensagens *GOOSE* de cada relé digital.

A parametrização dos *IEDs* é realizada previamente mediante o software *Easergy Studio* da *Schneider Electric* e os testes são orientados via *software CTC* (*Conprove Test Center*). Uma das abordagens dessa dissertação é ratificar o menor tempo de disparo conferido aos relés digitais que enviam informações de atuação através de pacotes *GOOSE*. O uso de relés auxiliares eletromecânicos para sinalizar o disparo da proteção, por exemplo, demanda maior tempo devido à necessidade de polarização elétrica para comutação dos contatos. O tempo de disparo associado aos *IEDs* é cronometrado para as interfaces de parada por relé auxiliar e por mensagem *GOOSE*. Os relés digitais P435 e P632 da fabricante *Schneider Electric* possuem configurações e aparências semelhantes. Na Figura 47 é apresentada a imagem do relé de distância *Micom* P435.

Figura 47 – Imagem do relé P435 da *Schneider Electric*

Fonte – o Autor.

Nos Sistemas de Automação de Subestações em conformidade com a norma *IEC 61850*, os equipamentos de proteção alocados no nível de *bay* participam dos procedimentos de medição e proteção dos dispositivos instalados no nível do processo (equipamentos de alta tensão – pátio da subestação). Os relés de proteção também fornecem informações sobre o sistema elétrico ao nível de estação das subestações, onde estão localizados os operadores e as interfaces de supervisórios. Cada relé digital possui diversas funções configuradas para a proteger equipamentos elétricos e linhas de transmissão. De acordo com a *IEC 61850*, um relé de proteção deve possuir mensagens *GOOSE* características para cada função.

Dessa forma, um equipamento que é tipicamente aplicado na proteção de distância, por exemplo, pode ser munido das funções de retaguarda para sobrecorrente, sobretensão, sub ou sobrefrequência. Em se tratando do cenário de uma subestação automatizada conforme a norma *IEC 61850*, espera-se que existam diversos *IEDs* configurados para várias funções de proteção e que enviam pacotes *GOOSE* referentes a cada uma das funções protetivas contempladas e configuradas para o relé digital. É bastante comum encontrar nas Subestações de Energia Elétrica toda uma estrutura de redes de computadores para interligar os diversos relés digitais de proteção. Os equipamentos mais novos já possuem interfaces para comunicação via rede *ethernet* e apresentam-se em completa ou parcial conformidade com o protocolo *IEC 61850*.

A interoperabilidade entre dispositivos de diferentes fabricantes pode ser observada em grande parte dos sistemas já instalados. Na configuração dos relés da *Schneider* para envio de mensagens *GOOSE* são extraídas as Configurações de Arquivos Binários do Relé *Micom*

(*MCL 61850*) através do *software Easergy Studio*. Na parametrização do banco de ajustes ativo são definidas as características para comunicação básica do *IED* que deve ser conectado à rede local. A configuração dos parâmetros de comunicação é semelhante ao que é realizado para um computador que assume um endereço de *IP* (*Internet Protocol*) fixo em uma rede *ethernet*. Evidentemente, é necessário um equipamento roteador para conectar o relé digital à rede de comunicação através dos endereços de *IP*, *gateway* e máscara de sub rede.

A Figura 48 destaca os valores ajustados da interface de rede *ethernet* para o relé digital *Micom*. A Figura mostra uma captura de tela do *software Easergy Studio* para atribuição das configurações desejadas. O endereço de *IP* do relé de proteção é configurado para o valor 192.168.0.60. A máscara de sub Rede tem atribuído o número 255.255.255.0 e o *Gateway* tem o endereço alocado em 192.168.0.1. O relés *Micom* podem ser conectados em dispositivos roteadores através de fibra óptica ou cabo *ethernet* de categoria *5e*.

Figura 48 – Ajuste dos parâmetros de comunicação para os relés *Micom*

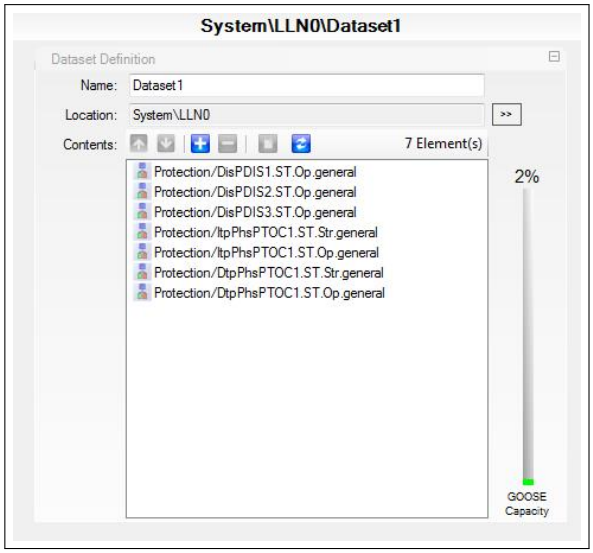
Fonte – o Autor.

Um dos campos a ser preenchido na aba comunicações é referente ao parâmetro *TCP* (*Transmission Control Protocol*) *Keepalive*. Esse ajuste diz respeito à manutenção da conexão mediante o envio periódico dos pacotes de rede que informam a presença dos *IEDs*. Pretende-se, com o atributo *TCP Keepalive*, evitar a desconexão dos relés digitais que publicam mensagens *GOOSE* (*publishers*) bem como daqueles que as assinam (*subscribers*). Manter pacotes de rede ativos junto aos roteadores evita que estes desconectem os relés por falta de atividade. Para o caso destacado são enviados pacotes de confirmação da conexão a cada cinco segundos, de

modo a verificar a existência da conectividade. O parâmetro *TCP Keepalive* também verifica se um endereço de destino das mensagens está inacessível antes de marcar uma conexão como interrompida. Outro atributo a ser parametrizado tem o nome *Database Lock Timeout* que representa o tempo até que se expire a solicitação para bloqueio de um recurso. Esse parâmetro solicita a interrupção do envio de pacotes durante um intervalo de tempo após a desconexão confirmada pelo recurso de verificação *TCP Keepalive*.

Na prática isso raramente acontece porque os endereços de destinatário são de valor *Multicast*, significando dizer que qualquer dispositivo conectado à rede local deve receber uma cópia dos pacotes enviados, mantendo assim a conexão ativa. Evidentemente, se os cabos de comunicação dos relés digitais são desconectados dos roteadores, então o envio de mensagens *GOOSE* deve ser interrompido após o tempo de dois minutos, conforme o que é configurado no campo *Lock Timeout*. A próxima etapa de parametrização é referente à escolha da configuração de dados (*dataset*, do termo em inglês) para cada função de proteção desejada. Na Figura 49 são apresentados os pacotes *GOOSE* que devem ser enviados por um relé digital *Micom* P435.

Figura 49 – Pacotes *GOOSE* a enviar do *IED* P435

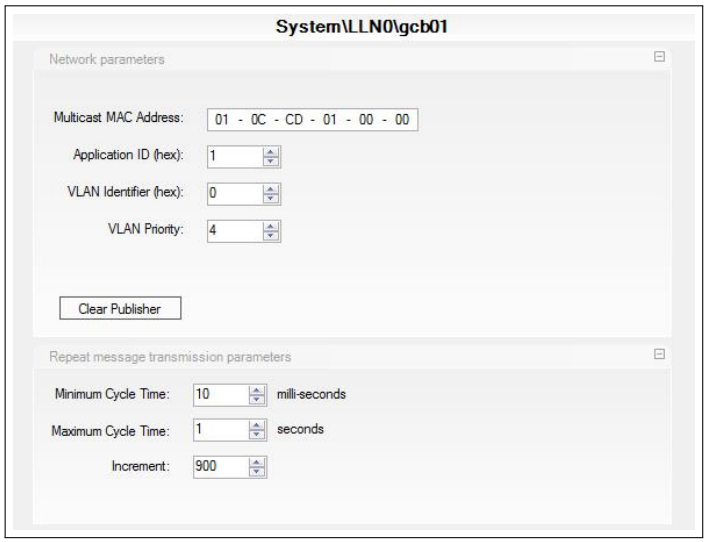


Fonte – o Autor.

A partir do Nó Lógico Zero (*LLN0 - Logical Node Zero*), que é uma das principais instâncias definidas na *IEC 61850*, adiciona-se um *dataset* com os pacotes *GOOSE* para a atuação da função de distância (21) referente a três distintas zonas de proteção. São incluídas também as mensagens de disparo (*trip*) e partida (*pickup*) das funções de sobrecorrente temporizada não direcional (51) e de tempo definido (50). Os elementos das funções 50 e 51 são parametrizados

no relé *P435* como um recurso de retaguarda para o caso de falhas em outros equipamentos de proteção. A norma *IEC 61850* lida com abreviações para facilitar a padronização dos vários tipos de mensagens que devem ser configurados em relés digitais de diversos fabricantes. Para a proteção de distância (*PDIS*) as mensagens de sufixo *.op* (*operation*) acusam o disparo da função 21. A função 51 (*Itp* – Curva Temporizada) tem pacotes de partida (*.str*) e disparo (*.op*). Os pacotes da função de tempo definido (50) também foram configurados (*Dtp* – Região de Tempo Definido). A configuração do endereço destinatário das mensagens e do intervalo de tempo entre as repetições para os relés digitais *Micom* é mostrada na Figura 50.

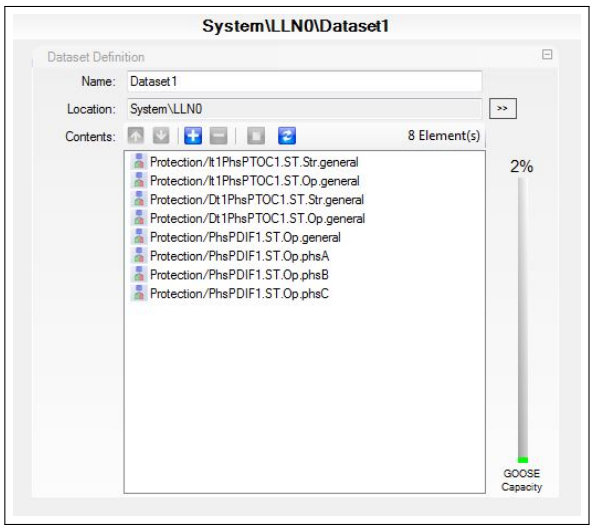
Figura 50 – Parâmetros de repetição das mensagens *GOOSE* para o relés *Micom*



Fonte – o Autor.

O endereço *MAC* (*Media Access Control*) 01-0C-CD-01-00-00 é *Multicast*. Isso significa que todos os dispositivos conectados à mesma rede ethernet são destinatários dos pacotes. As mensagens circulam em uma rede local virtual (*VLAN – Virtual Local Area Network*) com certo grau de prioridade em relação aos pacotes de outros protocolos (*VLAN Priority* = 4). São definidos os intervalos de tempo mínimo e máximo entre as repetições dos pacotes para 10 *m*s e 1,0 s, respectivamente. Quando da ocorrência de uma falta no sistema elétrico, o intervalo de tempo entre as repetições é bruscamente diminuído de 1,0 s para 10 *m*s. Se não acontece uma nova mudança no estado de algum dos parâmetros agrupados dentro dos pacotes que são enviados pelos *IEDs*, o intervalo entre as repetições aumenta segundo uma taxa de incremento específica, até atingir o valor máximo de 1,0 s. É destacada na Figura 51 a configuração de pacotes *GOOSE* a serem enviados do *IED* P632. Além da função diferencial são previstas as proteções de sobrecorrente temporizada e de tempo definido como elementos de retaguarda.

Figura 51 – Pacotes *GOOSE* a enviar do relé P632

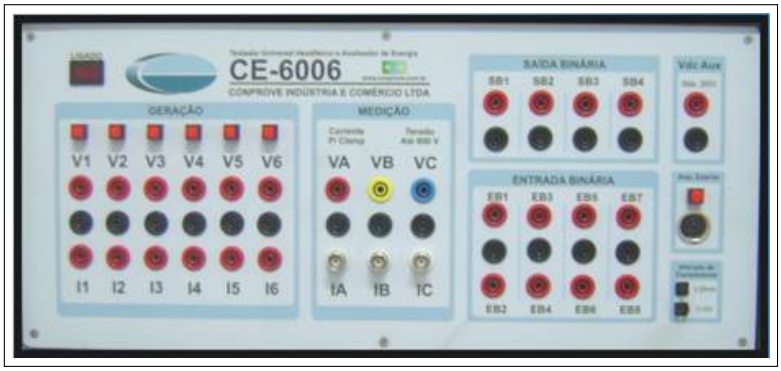


Fonte – o Autor.

3.1.3 Utilização do Testador hexafásico universal de IEDs

A aplicação de corrente e tensão elétrica aos relés digitais testados foi realizada por meio de um testador hexafásico universal de *IEDs* (Mala de Testes). A Mala de Testes apresentada na Figura 52 é um equipamento usado para testar e calibrar relés de proteção, verificando a atuação dos *IEDs* segundo as margens de tolerância (CONPROVE, 2015).

Figura 52 – Testador hexafásico universal de *IEDs* (CE-6006)



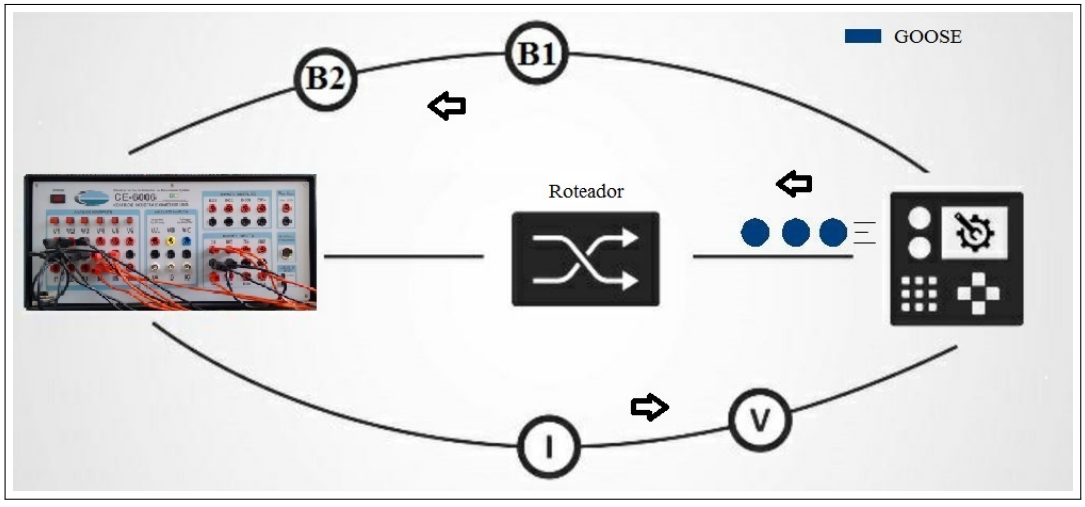
Fonte – (CONPROVE, 2015).

Quando da realização dos testes referentes à sobrecorrente temporizada não direcional (51), três tipos de curvas foram consideradas em estudo: Curva *IEC* normal inversa, Curva *IEC* muito inversa e Curva *IEC* extremamente inversa. Essas são curvas características de tempo inverso com a corrente elétrica e devem ser projetadas para os relés digitais de acordo com os locais e parâmetros dos circuitos e instalações protegidas.

A curva característica de tempo normal inversa é indicada para a proteção de sistemas em que a corrente de curto-circuito depende muito da capacidade de geração no instante da falta. Portanto, considerando um sistema de Geração Centralizada, essa curva é indicada para relés cujas instalações protegidas estão mais a montante, isto é, mais próximas das usinas geradoras de energia elétrica. A curva de tempo muito inversa é particularmente indicada para relés cujos circuitos protegidos possuem substancial redução da corrente de falta, conforme a distância até a fonte energética aumenta. Nesse caso, existe um aumento considerável da impedância elétrica associada. A característica de operação muito inversa é de tal forma que o tempo de operação é aproximadamente dobrado para uma redução na corrente elétrica aplicada de 7 para 4 vezes o valor de ajuste do relé. Para a curva *IEC* extremamente inversa, o tempo de operação é aproximadamente inversamente proporcional à corrente elétrica aplicada.

A curva extremamente inversa é indicada para a proteção de circuitos alimentadores de distribuição das instalações mais a jusante, onde o terminal de carga está sujeito a picos da corrente elétrica de falta durante o chaveamento (MAMEDE; RIBEIRO, 2016). Uma das abordagens desse trabalho é ratificar a redução no tempo de eliminação das faltas no sistema elétrico, pelo uso de mensagens *GOOSE* em substituição aos contatos elétricos de relés auxiliares. Desse modo, os *IEDs* de sobrecorrente temporizada, direcional, de distância e diferencial são testados e compara-se o tempo de disparo entre a interface de parada que usa relé auxiliar e aquela que utiliza a mensagem *GOOSE*. A Figura 53 destaca o esquema utilizado para o teste do tempo de atuação das principais funções protetivas do sistema elétrico.

Figura 53 – Esquema utilizado para teste das funções de proteção



Fonte – Adaptado de (OMICRON, 2017).

Por meio da Mala de Testes aplica-se tensão e corrente elétrica aos transformadores de medição dos relés digitais, enquanto pacotes *GOOSE* são gerados pelos *IEDs*. As mensagens *GOOSE* são recebidos pela mala, que interrompe o teste e calcula o tempo de atuação da respectiva função de proteção. Os relés auxilares (saídas binárias), representados por B1 e B2, também podem sinalizar o disparo dos *IEDs* e orientar a parada dos testes realizados pelo testador hexafásico. No teste das funções de proteção, o objetivo é comparar o tempo de parada (desligamento de disjuntor) entre os ensaios de relé auxiliar e de pacote *GOOSE*.

3.2 Aquisição de Dados e Parâmetros Elétricos Digitalizados

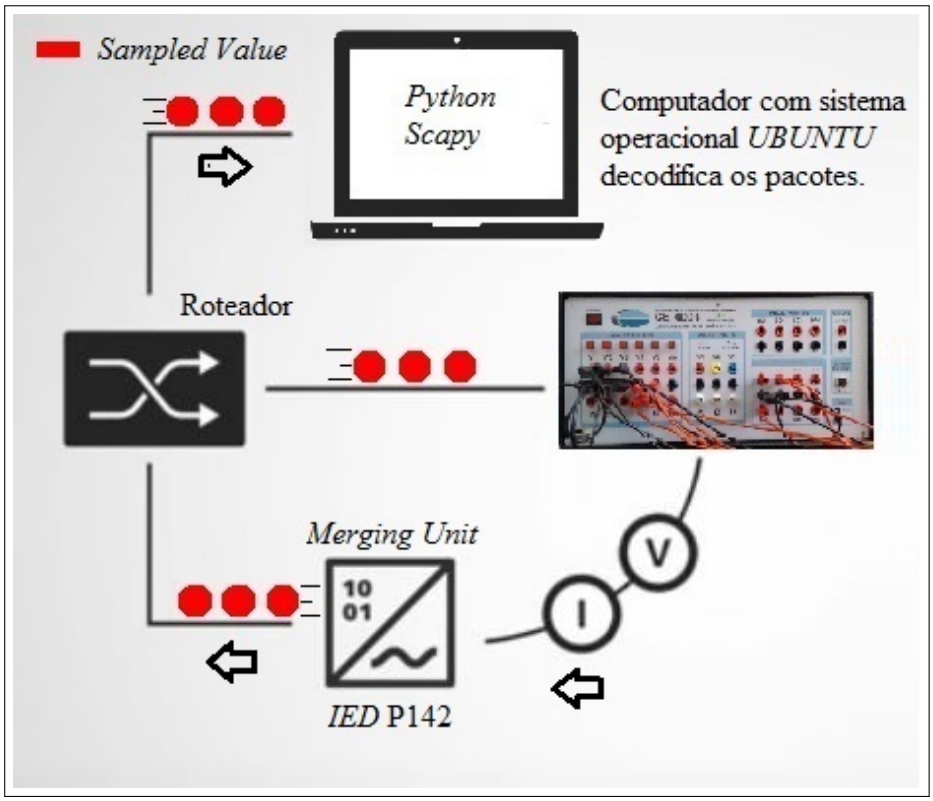
A digitalização das Subestações de Potência é cada vez mais necessária e já abrange grande parte das instalações do sistema elétrico. Com o advento da norma *IEC 61850* as redes de comunicação das subestações passaram a transmitir parâmetros de tensão e corrente elétrica por meio de pacotes *ethernet* denominados *Sampled Value* (*SV*). Os módulos *IEC 61850-9-1* e IEC *61850-9-2* preveem a utilização de transformadores de corrente (TC) e transformadores de potencial (TP) eletrônicos para realizar tarefas de medição e proteção nas subestações.

Os transformadores de medida eletrônicos ou ópticos fazem a leitura dos parâmetros elétricos em formato analógico e convertem os resultados para valores digitais que podem ser transferidos através da rede de comunicação, dentro de uma mensagem de protocolo *ethernet*. Grande parte dos relés digitais modernos possui o recurso das medições em conformidade com a norma *IEC 61850* e são munidos de transformadores eletrônicos que realizam a conversão analógico-digital dos parâmetros medidos. Nesse caso, os relés podem realizar a tarefa das unidades de fusão (*Merging Unit*, do termo em inglês) que agrupam as grandezas analógicas do sistema e devolvem parâmetros digitais de medição (CIECHANOWICZ; REBIZANT, 2016).

Segundo os protocolos do Gerenciamento de Redes (*SNMP – Simple Network Management Protocol*) os dados das mensagens de comunicação necessitam ser organizados conforme diretivas da Sintaxe Abstrata de Notação 1 (*ASN.1 – Abstract Syntax Notation One*). A *ASN.1* é uma linguagem formal que possui os recursos de uma notação usada em documentos lidos por humanos e uma representação codificada compacta das mesmas informações usadas nos protocolos de comunicação (IEC 61850-9-2, 2013). Essa sintaxe é a mesma aplicada na codificação das mensagens *GOOSE* e nos pacotes *Sampled Value* (*SV*) da norma *IEC 61850*. A notação *ASN.1* define um conjunto de regras de codificação básicas (*BER - Basic Encoding Rules*) que especifica precisamente como codificar nomes e itens de dados em uma mensagem

(COMER, 2006). Os relés utilizados para teste nessa dissertação ainda não apresentam total conformidade para envio das mensagens *Sampled Value* do tipo *0x88ba*, no entanto, é possível agrupar os dados de medição (*Measurements*) dos parâmetros elétricos junto com o pacote *GOOSE* de disparo das funções de proteção. Dessa forma, um mesmo pacote do tipo *0x88b8* transporta informações sobre a atuação dos equipamentos de proteção e envia os valores medidos nos transformadores de medida em formato digital (IEC 61850-9-1, 2013). A decodificação dos valores de tensão e corrente elétrica é realizada através de um programa em *Python*. Na Figura 54 é apresentado o esquema utilizado para aquisição de parâmetros elétricos digitalizados.

Figura 54 – Esquema para decodificação de pacotes *Sampled Value*



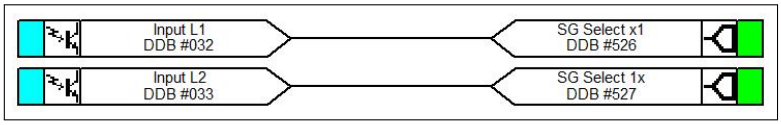
Fonte – Adaptado de (OMICRON, 2017).

As unidades de digitalização (*Merging Units*) recebem os sinais elétricos analógicos e agrupam os valores medidos em pacotes de rede *ethernet* (*Sampled Value*). As mensagens SV são enviadas com caráter multicast, nível de prioridade e taxas de amostragem configuráveis. Dentro desses pacotes podem ser inseridos objetos de dados para tensão, corrente, potência, frequência, dentre outras grandezas elétricas. Um computador com sistema operacional *Linux UBUNTU* captura os pacotes de rede e realiza a decodificação através de um algoritmo na linguagem *Python*. Na realização dos testes, o *IED* P142 é utilizado como unidade de digitalização.

Nas ligações elétricas do *IED* P142 devem ser conectados os terminais das medições de corrente e tensão elétrica para cada fase do sistema trifásico. As grandezas elétricas medidas possuem valor eficaz e são digitalizadas conforme a sintaxe abstrata *ASN.1*. Em resumo, as mensagens com parâmetros elétricos digitalizados são transmitidas na rede, podem ser filtradas a partir do tamanho em *bytes* e decodificadas através do manipulador de pacotes *Scapy*.

O relé P142 da *Schneider Electric* possui quatro grupos de ajuste configuráveis e independentes que podem ser utilizados para parametrização do *IED* em diferentes cenários do sistema elétrico. Cada grupo tem configuração própria para as curvas de proteção, para os ajustes de corrente elétrica e para os tempos mínimos de disparo conforme as situações demandadas. O relé ainda possui um Esquema Lógico Programável (*PSL – Programmable Scheme Logic*) para configuração de saídas digitais, entradas digitais, relés auxiliares e demais componentes elétricos e eletrônicos do *IED*. Na Figura 55 a seguir está o mapeamento das entradas opto-acopladoras para seleção do grupo de ajuste no relé P142. O diagrama de blocos é referente ao *PSL*.

Figura 55 – Entradas opto-acopladoras do relé P142 para seleção do grupo de ajuste



Fonte – o Autor.

É atribuído a cada uma das entradas, saídas e itens elétricos do relé numérico um valor de dado digital do barramento interno do relé (*DDB – Digital Data Bus*) para fins de endereçamento. A escolha do grupo de ajuste do relé é realizada conforme a Tabela 1.

Na Tabela 1 são destacadas as possíveis combinações de entradas que resultam na ativação dos grupos. O relé digital P142 possui quatro grupos de ajuste configuráveis e independentes que podem ser selecionados via entrada analógicas, digitais ou *GOOSE*. Cada ajuste pode ter uma curva de proteção diferente, para a qual o *IED* deve atuar.

Tabela 1 – Seleção dos grupos de ajuste para o relé P142

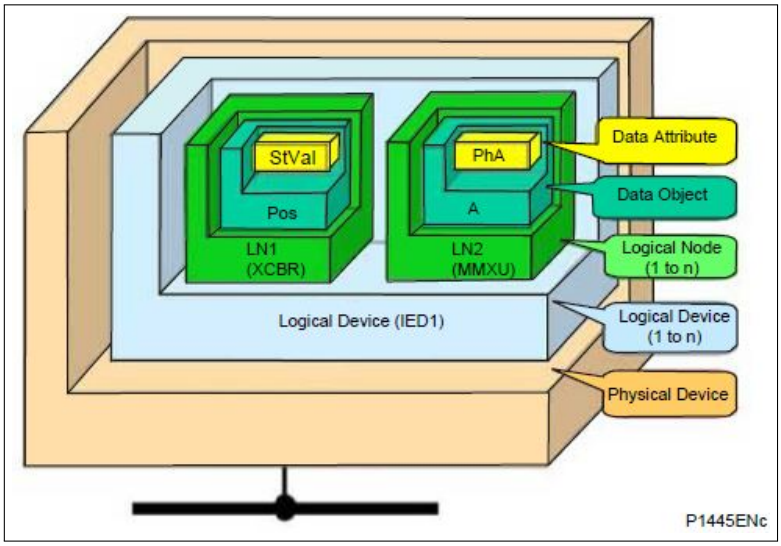
SG Select x1 (DDB 526)	SG Select 1x (DDB 527)	Grupo Selecionado
0	0	Grupo 01
0	1	Grupo 02
1	0	Grupo 03
1	1	Grupo 04

Fonte – o Autor.

São aplicados níveis de tensão contínua (aproximadamente 18 volts) às entradas opto-acopladoras para estabelecer o nível lógico alto (1) e baixo (0) nas entradas digitais. Quando da realização dos testes com o algoritmo de repetição *Fuzzy* no contexto da seletividade lógica, os relés imediatamente a montante devem enviar informações para os relés a jusante sobre a curva de proteção utilizada e o tempo de disparo nominal associado. Isso é feito mediante envio dos pacotes de dados referentes aos *DDB* 32 e *DDB* 33 que podem assumir níveis lógicos alto ou baixo. O *IED* imediatamente a jusante, que envia mensagens *GOOSE* segundo a lógica difusa, decodifica os pacotes recebidos utilizando o interpretador *Scapy* e realiza a inferência *Fuzzy* com as entradas outrora recebidas do relé imediatamente mais a montante.

Os relés digitais que trabalham conforme a norma *IEC 61850* possuem ferramentas internas para medição eletrônica dos parâmetros de tensão e corrente elétrica do sistema. O arranjo dos equipamentos da maioria das subestações (SE) de potência é composto de transformadores de medida (TP e TC) que são responsáveis por orientar ações de proteção e medição elétrica. Para subestações de energia em completo acordo com a norma *IEC 61850-9*, os parâmetros de medição na entrada da SE devem ser repassados aos relés digitais por meio de transformadores ópticos (eletrônicos). Isso reduz o uso do cabeamento de cobre, evita perdas técnicas e proporciona melhor tratamento dos valores medidos (ABDOLKHALIG *et al.*, 2014). Na Figura 56, os objetos de dados em camadas para a medição digitalizada.

Figura 56 – Exemplo de dados em camadas para a norma *IEC 61850*



Fonte – (SCHNEIDER, 2014).

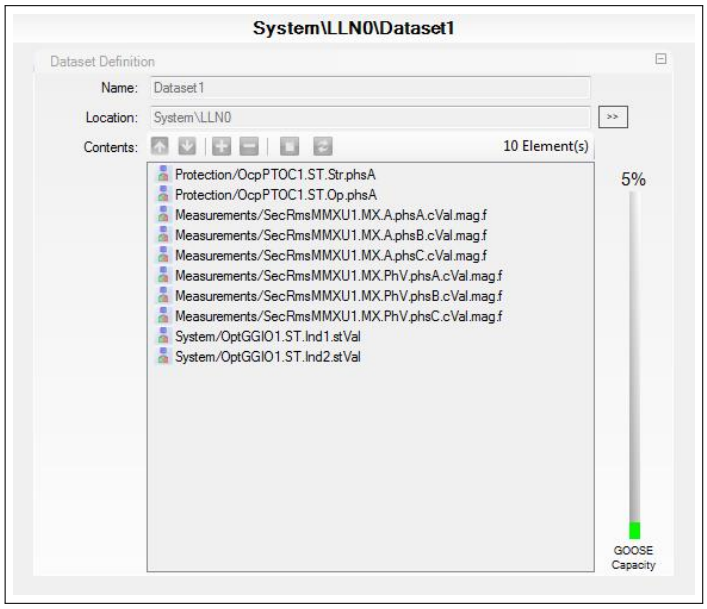
O *IED* é representado na Figura 56 pelo dispositivo físico (*Physical Device*) que está

conectado a um barramento de comunicação. É instanciada uma configuração de dispositivo lógico (*Logical Device*) para o *IED*, que estabelece a criação de nós típicos para as mensagens. Os nós lógicos *LN*1 e *LN*2 são, respectivamente, referentes aos pacotes de disparo do disjuntor (*XCBR - Circuit Breaker*) e da medição digitalizada (*MMXU - Merging Unit*).

A comunicação através de fio piloto (cabo *ethernet*) tem fluxo de pacotes bidirecional e um *IED* pode enviar e receber mensagens por um mesmo cabo. Através do *software Scapy* é possível filtrar, capturar, interpretar e modificar pacotes que trafegam nos sistemas computacionais. Para que as mensagens certas sejam recebidas com os parâmetros de tensão e corrente elétrica, um módulo de filtragem dos pacotes em *software* deve ser programado para separar as mensagens relevantes. A separação pelo tamanho do pacote em *bytes* é uma maneira eficaz utilizada para separar o tráfego de rede que deve ser decodificado.

É importante destacar que cada relé digital publica (*publisher*) e assina (*subscriber*) mensagens para interação com outros dispositivos de proteção. Na seletividade lógica é necessária a comunicação entre relés digitais a montante e a jusante através de fio piloto. A regra para o desligamento dos circuitos recomenda que primeiramente sejam desconectadas as instalações mais a jusante como uma medida para alívio de carga e diminuição da corrente elétrica associada ao sistema. Na Figura 57, a configuração das mensagens a serem enviadas por um *IED* a montante. São considerados pacotes da função de sobrecorrente, da medição digitalizada e da seleção do grupo de ajuste (curva protetiva associada ao relé digital).

Figura 57 – Pacotes *GOOSE* a enviar do relé P142



Fonte – o Autor.

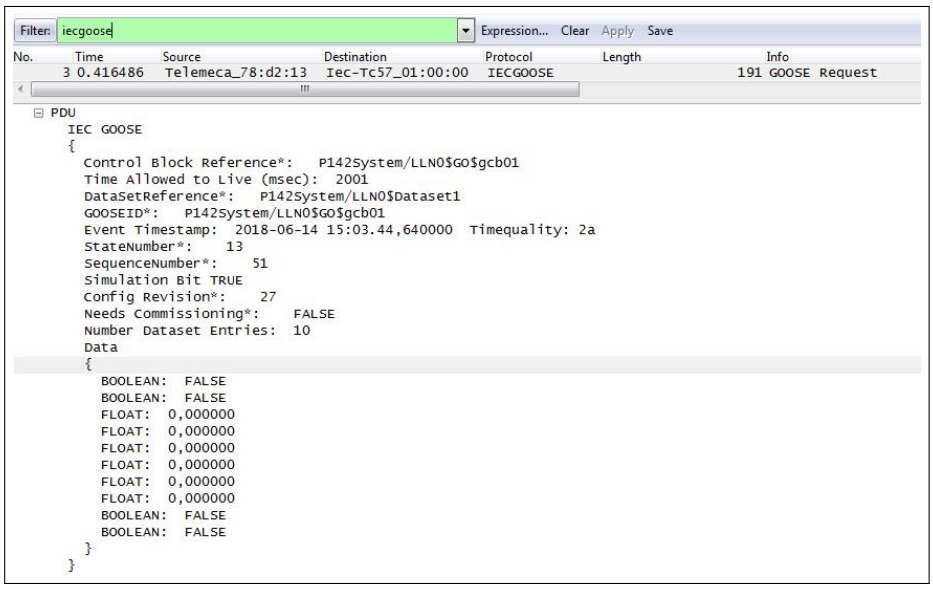
A norma *IEC 61850* estabelece afixos que caracterizam as funções de proteção, medição e os níveis lógicos dos elementos digitais. Conforme o que é mostrado na Figura 57, realiza-se o envio de pacotes referentes à partida e ao disparo da função de sobrecorrente temporizada na fase A (*PTOC1.Str.phsA*, *PTOC1.Op.phsA*) bem como mensagens referentes à medição dos parâmetros elétricos do sistema (*Measurements*). Na configuração apresentada, o *IED* deve enviar dados de medição secundária referentes às tensões (*Measurements/SecRmsMMXU1.MX.PhV*) e correntes de fase em valor eficaz (*Measurements/SecRmsMMXU1.MX.A*). Se esses valores medidos necessitam ser repassados para as centrais de operação de uma subestação, por exemplo, o tráfego dos valores digitalizados garante a economia no uso de cabeamento de cobre e melhora o tratamento dos parâmetros recebidos no nível de estação (IEC 61850-3, 2013).

O tempo de atuação dos *IEDs* está relacionado com a curva de proteção usada e a corrente elétrica circulante. Os ajustes dos relés são previamente configurados e a informação sobre a curva utilizada pode ser repassada através de mensagens *GOOSE*. Para isso, basta incluir no grupo de dados da mensagem os valores lógicos referentes às entradas opto (*SystemOptGGIO1.ST.Ind1.stVal*, *SystemOptGGIO1.ST.Ind2.stVal*). A cada grupo de ajuste é atribuída uma curva de proteção diferente. Os grupos de 1 a 4 recebem respectivamente as curvas *IEC* normal inversa, *IEC* muito inversa, *IEC* extremamente inversa e de tempo definido.

Na análise da seletividade lógica que tem a repetição de mensagens *GOOSE* gerenciada por um sistema *Fuzzy*, o objetivo é reduzir os tempos de eliminação das faltas no sistema elétrico. Na prática, cada relé está ao mesmo tempo a montante e a jusante em relação a diferentes pontos do arranjo de proteção. Nesse caso, um *IED* que fornece entradas para a inferência *Fuzzy* do *IED* a jusante, também deve enviar mensagens segundo a lógica difusa para o desligamento do respectivo *IED* a montante. Vale ressaltar que o tráfego *GOOSE* gerenciado por sistema *Fuzzy* é reproduzido por computadores e em linguagem de programação *Python*.

Na Figura 58, a captura de pacotes do relé P142 referente à medição digitalizada. Destacam-se os dois primeiros dados de valor booleano, associados ao disparo da função 51. Em seguida, seis valores em ponto flutuante (real) fazem referência à medição dos parâmetros elétricos. O estado das entradas opto-acopladas é repassado nos dois últimos valores booleanos, que selecionam quatro grupos de ajuste distintos. É apresentada no Código-fonte 5 a estrutura dissecada do pacote pertencente ao *IED* P142, escrita conforme a Sintaxe Abstrata de Notação Um (*ASN.1*). A captura, filtragem, decodificação dos pacotes e extração de parâmetros elétricos digitalizados é realizada através do *Scapy* e segundo o Código-fonte 6.

Figura 58 – Captura de pacotes do relé P142



Fonte – o Autor.

Código-fonte 5 – Pacote *GOOSE* da medição digitalizada para o *IED* P142

```
1 from scapy.all import *
2 prio = Dot1Q(prio=4,id=0,vlan=0)
3 prio.fields_desc[3]=XShortEnumField("type",0x88b8,
     ETHER_TYPES)
4 ethernet = Ether(dst="01:0c:cd:01:00:00",src="00:80:f4:78:
     d2:13")
5 payload="\x00\x01\x00\xb1\x00\x00\x00\x00a\x81\xa6\x80\
     x18P142System/LLN0$GO$gcb01\x81\x02\x07\xd1\x82\
     x18P142System/LLN0$Dataset1\x83\x18P142System/
     LLN0$GO$gcb01\x84\x08["\x83\xd0\xa3\xd7\n*\x85\x01\r\x86
     \x018\x87\x01\x01\x88\x01\x1b\x89\x01\x00\x8a\x01\n\xab6
     \x83\x01\x00\x83\x01\x00\x87\x05\x08\x00\x00\x00\x00\x87
     \x05\x08\x00\x00\x00\x00\x87\x05\x08\x00\x00\x00\x00\x87
     \x05\x08\x00\x00\x00\x00\x87\x05\x08\x00\x00\x00\x00\x87
     \x05\x08\x00\x00\x00\x00\x83\x01\x00\x83\x01\x00"
6 pktgoose = ethernet/prio/payload
7 pktgoose.show()
```

Código-fonte 6 – Decodificação dos parâmetros elétricos digitalizados

```
from scapy.all import *
import codecs
import struct
def pkt_callback(pkt):
if((len(pkt))>184 and (len(pkt)<190)):
print pkt.summary()
print (len(pkt))
c = pkt.getlayer(Raw).load
d1 = (c[(len(pkt)-18):(len(pkt)-14)])
d2 = (c[(len(pkt)-25):(len(pkt)-21)])
d3 = (c[(len(pkt)-32):(len(pkt)-28)])
d4 = (c[(len(pkt)-39):(len(pkt)-35)])
d5 = (c[(len(pkt)-46):(len(pkt)-42)])
d6 = (c[(len(pkt)-53):(len(pkt)-49)])
e = codecs.getencoder("hex")
f1, f2, f3 = e(d1)[0], e(d2)[0], e(d3)[0]
f4, f5, f6 = e(d4)[0], e(d5)[0], e(d6)[0]
g1 = struct.unpack("!f", f1.decode("hex"))[0]
g2 = struct.unpack("!f", f2.decode("hex"))[0]
g3 = struct.unpack("!f", f3.decode("hex"))[0]
g4 = struct.unpack("!f", f4.decode("hex"))[0]
g5 = struct.unpack("!f", f5.decode("hex"))[0]
g6 = struct.unpack("!f", f6.decode("hex"))[0]
print("Corrente eletrica na fase A em amperes",round(g6,2))
print("Corrente eletrica na fase B em amperes",round(g5,2))
print("Corrente eletrica na fase C em amperes",round(g4,2))
print("Tensao eletrica na fase A em volts",round(g3,2))
print("Tensao eletrica na fase B em volts",round(g2,2))
print("Tensao eletrica na fase C em volts",round(g1,2))
sniff(iface="wls5",prn=pkt_callback, filter="", store=0)
```

3.3 Parâmetros *Fuzzy* Utilizados

Para gerenciar o tráfego das mensagens *GOOSE* são estabelecidas variáveis linguísticas do sistema de inferência *Fuzzy* utilizado. A variável de entrada tempo nominal da curva de proteção associada ao *IED* a montante, possui os termos linguísticos primários: *IEC* normal inversa, *IEC* muito inversa ou *IEC* extremamente inversa. A outra variável linguística de entrada é referente ao valor de corrente elétrica que circula no TC de medição dos *IEDs* imediatamente a montante. Essa variável tem qualificações semânticas: baixa, média e alta. A variável linguística de saída diz respeito à quantidade de pacotes *GOOSE* a ser enviada por segundo, de acordo com os valores de corrente elétrica e do tipo de curva protetiva da sobrecorrente temporizada não direcional. A variável do tráfego *GOOSE* pode possuir os valores baixo, médio e alto.

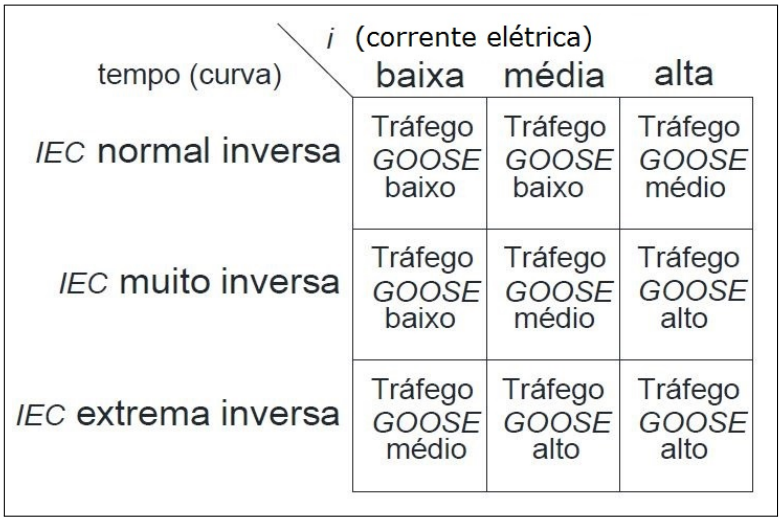
Os relés digitais a jusante recebem os valores das entradas através dos pacotes *Sampled Value* e promovem a repetição das mensagens *GOOSE* conforme a lógica difusa. A ideia é analisar os valores de entrada para o processo de inferência *Fuzzy* continuamente, de modo que a quantidade de pacotes demandada seja alterada dinamicamente de acordo com a situação do sistema elétrico. Na prática, para um sistema em arranjo radial, cada relé de proteção está ao mesmo tempo a montante e a jusante em relação aos respectivos circuitos adjacentes. Dessa forma, todos os *IEDs* envolvidos devem fornecer entradas para o processo de inferência *Fuzzy* e realizar a repetição das mensagens *GOOSE* por meio da lógica difusa.

Após inferência *Fuzzy* é calculada uma saída defuzzificada que traduz a velocidade de propagação das mensagens *GOOSE*. Uma rotina programada em *Python* realiza o processo de inferência *Fuzzy* e determina a quantidade de pacotes resultante para cada situação. Ao mesmo tempo que é realizada a decodificação dos pacotes que contém os valores das entradas, um algoritmo de repetição baseado no *software Scapy* calcula o parâmetro defuzzificado e adota-o como referencia para a escolha do número de pacotes para enviar na rede *ethernet*.

A vantagem de se utilizar um sistema *Fuzzy* para realizar a seletividade lógica com mensagens *GOOSE*, está na possibilidade da interpretação de estágios intermediários das condições pré-falta do Sistema Elétrico de Potência, para inferir a velocidade de transmissão dos pacotes (LILLY, 2010). Dessa forma, o aumento do número de mensagens acontece de forma gradual e no instante anterior a um novo evento, o fluxo de pacotes é maior e a informação de atuação atinge os *IEDs* assinantes mais rapidamente em relação aos sistemas tradicionais. É utilizado um mecanismo de inferência *Fuzzy Mamdani* com duas variáveis de entrada e uma de saída, cada variável contendo três funções de pertinência. Nesse caso, nove regras podem

atender a demanda do sistema difuso. Na Figura 59, uma ilustração da base de regras projetada.

Figura 59 – Base de regras para o sistema *Fuzzy Mandani*



Fonte – o Autor.

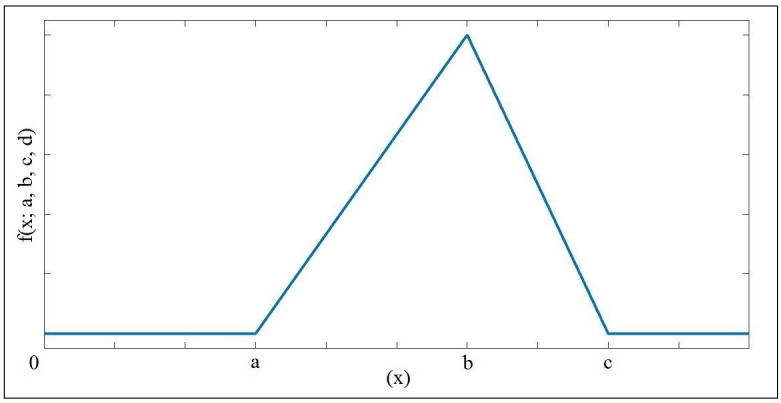
O sistema *Fuzzy* é baseado em regras do tipo SE-ENTÃO, para relacionar os antecedentes com os consequentes. As regras são enunciadas literalmente da seguinte forma:

1. Se a curva é *IEC* normal inversa e a corrente (*i*) é baixa, então o tráfego *GOOSE* é baixo;
2. Se a curva é *IEC* normal inversa e a corrente (*i*) é média, então o tráfego *GOOSE* é baixo;
3. Se a curva é *IEC* normal inversa e a corrente (*i*) é alta, então o tráfego *GOOSE* é médio;
4. Se a curva é *IEC* muito inversa e a corrente (*i*) é baixa, então o tráfego *GOOSE* é baixo;
5. Se a curva é *IEC* muito inversa e a corrente (*i*) é média, então o tráfego *GOOSE* é médio;
6. Se a curva é *IEC* muito inversa e a corrente (*i*) é alta, então o tráfego *GOOSE* é alto;
7. Se a curva é *IEC* extrema inversa e a corrente (*i*) é baixa, então o tráfego *GOOSE* é médio;
8. Se a curva é *IEC* extrema inversa e a corrente (*i*) é média, então o tráfego *GOOSE* é alto;
9. Se a curva é *IEC* extrema inversa e a corrente (*i*) é alta, então o tráfego *GOOSE* é alto;

Na realização dos testes com o sistema *Fuzzy* proposto, são consideradas funções de pertinências triangulares, trapezoidais e *Bell-shaped*. O objetivo é encontrar o formato mais adequado para as variáveis linguísticas, levando-se em conta a redução no tempo de disparo dos *IEDs* e o aumento suave do tráfego *GOOSE*. Para a escolha das variáveis linguísticas deve-se verificar uma boa correlação entre os valores de entrada e saída do processo de inferência *Fuzzy* (KELLER; LIU; FOGEL, 2016). Em se tratando da corrente elétrica, é observado um ganho inversamente proporcional ao tempo de atuação dos relés e um comportamento de proporção direta em relação ao número de pacotes *GOOSE*. Da mesma maneira, o tipo de curva de proteção

também exerce influência sobre o desempenho dos *IEDs*. Curvas do tipo normal inversa, por exemplo, possuem um comportamento mais suave de decréscimo do tempo de *trip* em relação ao aumento da corrente elétrica. Portanto, para correntes mais altas, a proteção atua mais rapidamente nas curvas muito inversa e extremamente inversa. Na Figura 60, uma função de pertinência triangular genérica com a respectiva formulação matemática descrita na Equação 3.1.

Figura 60 – Função de pertinência triangular

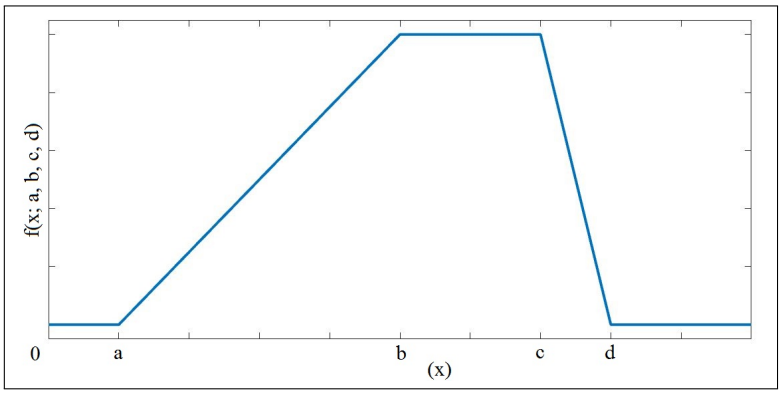


Fonte – o Autor.

$$f(x;a,b,c) = max\left(min\left(\frac{x-a}{b-a}, \frac{c-x}{c-b}\right), 0\right) \tag{3.1}$$

É destacada na Figura 61 uma função de pertinência trapezoidal, descrita matematicamente conforme a Equação 3.2 e definida para um universo de discurso generalizado.

Figura 61 – Função de pertinência trapezoidal

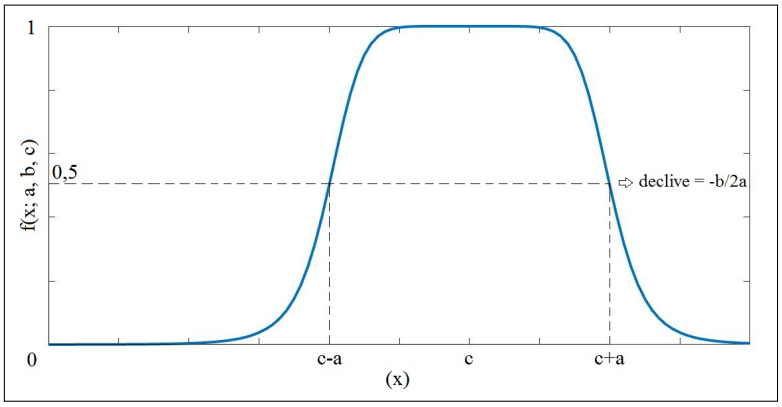


Fonte – o Autor.

$$f(x;a,b,c,d) = max\left(min\left(\frac{x-a}{b-a}, 1, \frac{d-x}{d-c}\right), 0\right) \tag{3.2}$$

A função de pertinência *Bell-shaped* da Figura 62 é formulada na Equação 3.3.

Figura 62 – Função de pertinência *Bell-shaped*



Fonte – o Autor.

$$f(x;a,b,c) = \frac{1}{1+\left|\frac{x-c}{a}\right|^{2b}} \tag{3.3}$$

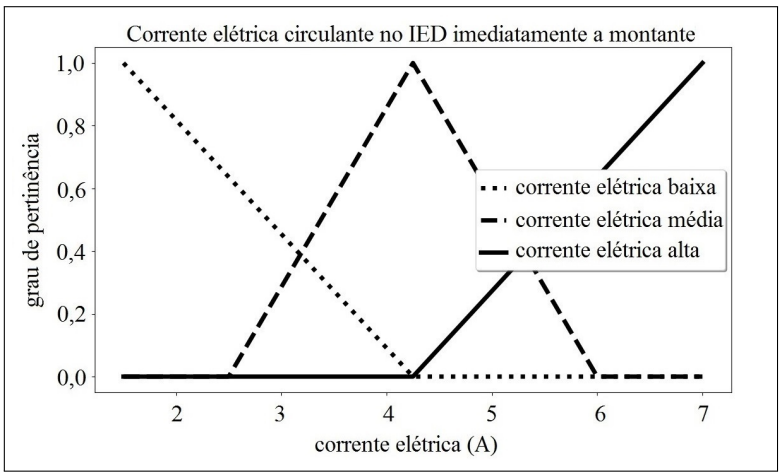
O universo de discurso da variável linguística corrente elétrica do *IED* imediatamente a montante está definido entre 1,5 e 7,5 ampères. Esse intervalo de valores é baseado no secundário dos TCs das subestações. As Equações 2.1, 2.2 e 2.3 calculam o tempo nominal de atuação associado aos relés digitais a montante e definem o universo de discurso para a variável linguística da curva de proteção. O intervalo de valores para a velocidade do tráfego *GOOSE* é baseado na linearização entre as quantidades mínima e máxima de mensagens que são enviadas por um *IED*, através do algoritmo tradicional de repetição. O limite inferior do número de pacotes é referente ao sistema elétrico estável e o superior é devido a ocorrência de uma falta.

Foram adotados os seguintes parâmetros *Fuzzy* para o processo de inferência:

- 500 pontos de discretização para todos os universos de discurso;
- composição do tipo máximo-mínimo;
- operador de implicação de *Mamdani*;
- operador de máximo para agregação;
- operador de mínimo para conectivo "e";
- método da Média dos Máximos para retornar os valores do processo de *defuzzificação*.

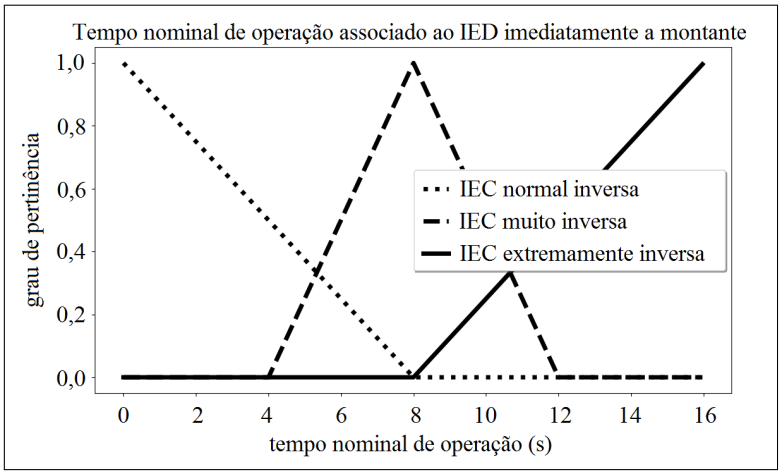
São apresentadas nas Figuras 63, 64 e 65 as funções de pertinências triangulares testadas para o sistema *Fuzzy*. As funções trapezoidais estão nas Figuras 66, 67 e 68. As variáveis linguísticas em formato *Bell-shaped* são destacadas nas Figuras 69, 70 e 71.

Figura 63 – Funções triangulares para a variável linguística da corrente elétrica



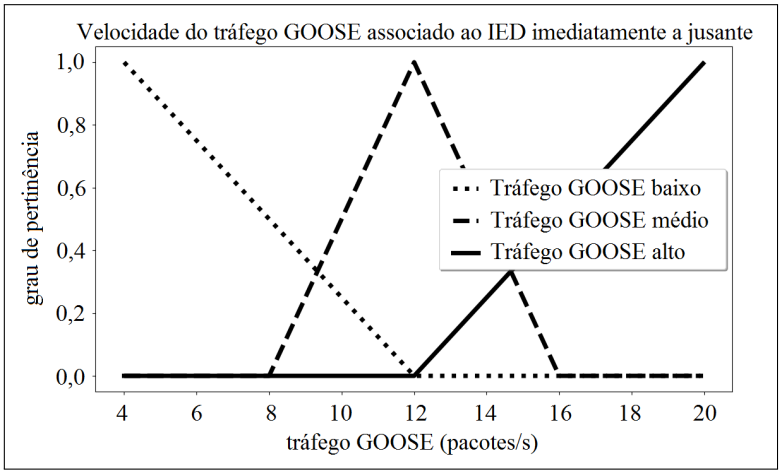
Fonte – o Autor.

Figura 64 – Funções triangulares para a variável linguística da curva de proteção



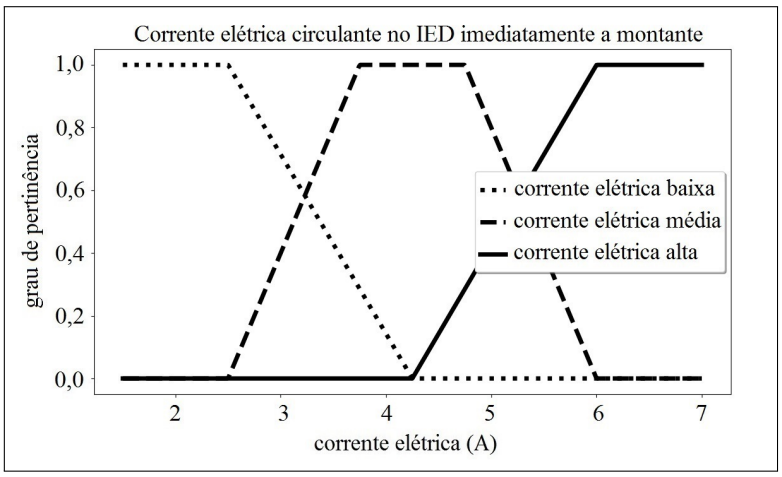
Fonte – o Autor.

Figura 65 – Funções triangulares para a variável linguística do tráfego *GOOSE*



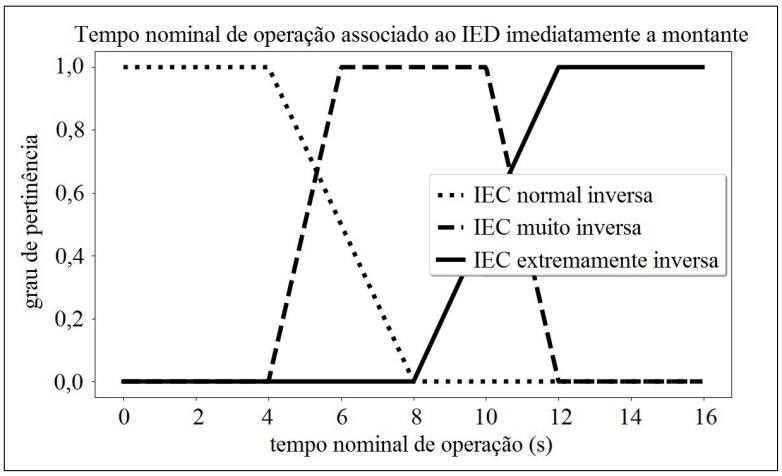
Fonte – o Autor.

Figura 66 – Funções trapezoidais para a variável linguística da corrente elétrica



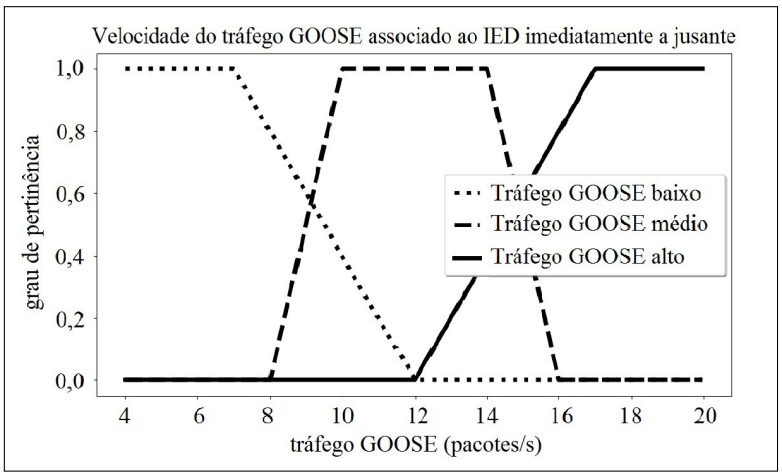
Fonte – o Autor.

Figura 67 – Funções trapezoidais para a variável linguística da curva de proteção



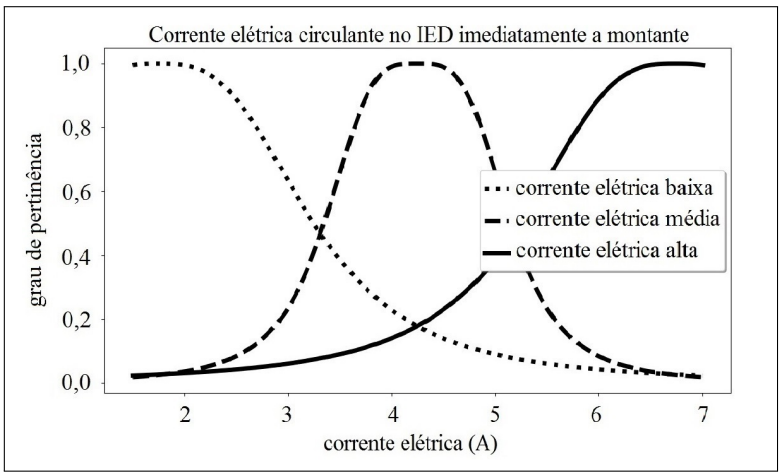
Fonte – o Autor.

Figura 68 – Funções trapezoidais para a variável linguística do tráfego *GOOSE*



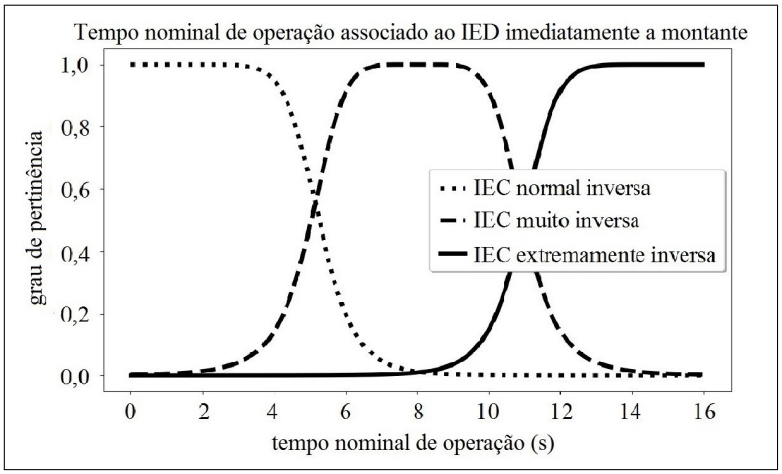
Fonte – o Autor.

Figura 69 – Funções *Bell-shaped* para a variável linguística da corrente elétrica



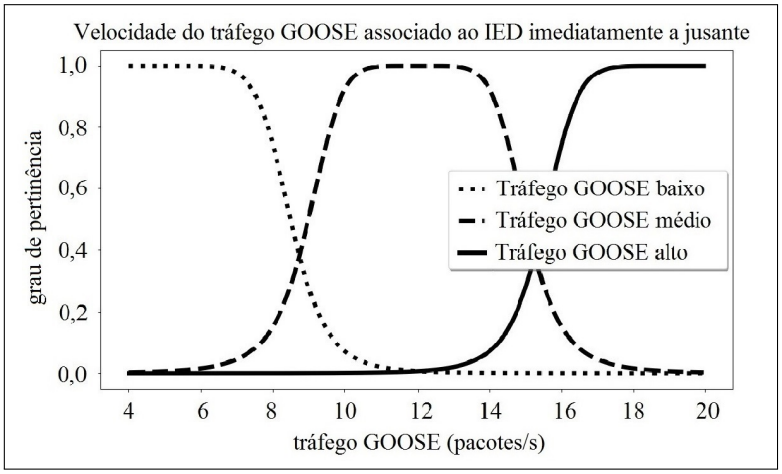
Fonte – o Autor.

Figura 70 – Funções *Bell-shaped* para a variável linguística da curva de proteção



Fonte – o Autor.

Figura 71 – Funções *Bell-shaped* para a variável linguística do tráfego *GOOSE*

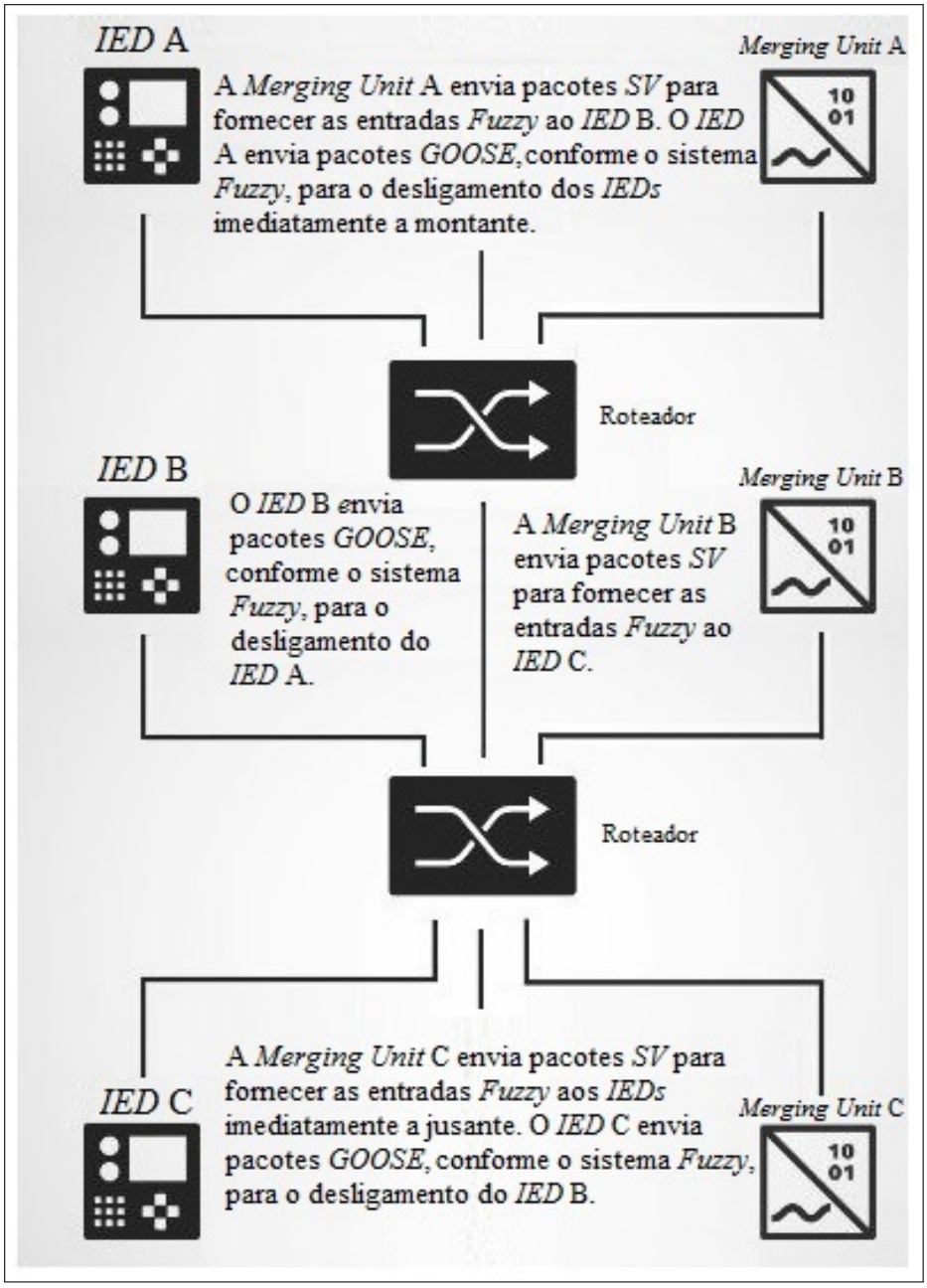


Fonte – o Autor.

3.4 Análise da seletividade lógica com tráfego *GOOSE* baseado no SF

Uma abordagem relevante dessa dissertação diz respeito ao gerenciamento do tráfego das mensagens *GOOSE* por meio de um sistema *Fuzzy*, para atender aos sistemas que demandam seletividade lógica. Os relés digitais a montante fornecem as entradas para o processo de inferência *Fuzzy*, enquanto os *IEDs* a jusante calculam a velocidade de repetição dos pacotes *GOOSE* conforme a lógica difusa. É destacada na Figura 72 uma ilustração do esquema proposto.

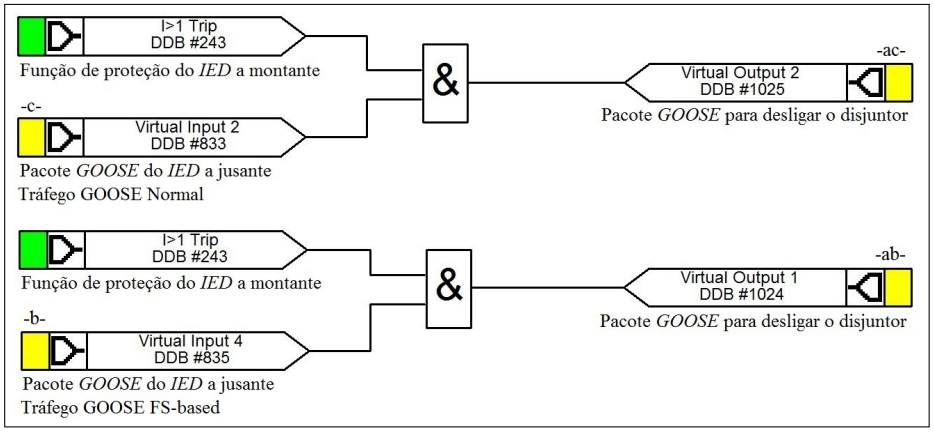
Figura 72 – Esquema com seletividade lógica e repetição *GOOSE FS-based*



Fonte – Adaptado de (OMICRON, 2017).

No esquema proposto na Figura 72 são utilizadas as seletividades por corrente elétrica e por lógica. Os relés digitais a montante devem atuar para corrente elétrica de ajuste maior que os *IEDs* a jusante. Ademais, o desligamento das instalações a montante deve acontecer após a atuação dos relés a jusante. O tráfego *GOOSE FS-based* dos *IEDs* envolvidos é sintetizado por meio de computadores com sistema operacional *UBUNTU*. A configuração lógica do *IED Micom* P142, localizado a montante, está ilustrada na Figura 73. O bloco *Virtual Input 2* do *IED* a montante recebe nível "ALTO"quando o *IED* mais a jusante envia pacotes com valor *true*, sinalizando a atuação da proteção de anteguarda. Quando o *IED* a montante percebe um valor de corrente elétrica acima do valor de *pickup* (*I*>1 *Trip*) e recebe as mensagens com atributo *true* do *IED* a jusante, um pacote *GOOSE* é enviado para desligar o disjuntor associado.

Figura 73 – Diagrama de blocos da configuração lógica do *IED* P142

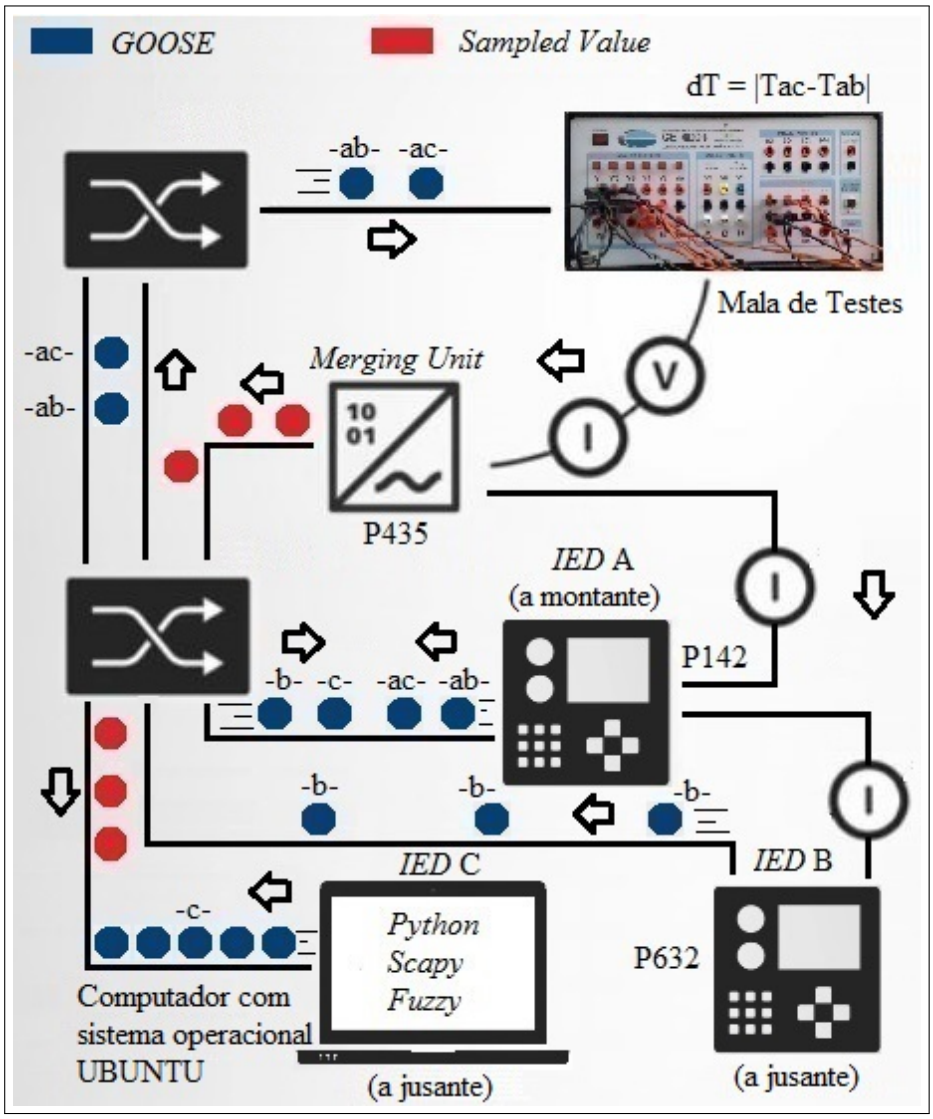


Fonte – o Autor.

Outra variável importante a ser considerada, quando da manipulação dos pacotes *GOOSE*, é o *TTL* (*Time To Live*) das mensagens. O *TTL* indica o período de tempo que um pacote estará habilitado para procurar seu destinatário, através do melhor caminho possível (COMER, 2006). Se o tempo limite for alcançado, o pacote *ethernet* é descartado da rede e a informação de atuação dos dispositivos de proteção é perdida. O atraso no desligamento do disjuntor, referente ao algoritmo de repetição *GOOSE*-Normal, está associado ao relativamente elevado intervalo de tempo entre os pacotes e à expiração do *TTL* das mensagens. Em se tratando do algoritmo de repetição *GOOSE FS-based*, a velocidade de tráfego das mensagens é adaptativa e varia de forma gradual. O intervalo entre as mensagens varia conforme a corrente elétrica circulante no sistema e o tipo de curva protetiva dos *IEDs*. A diferença de tempo entre os pacotes diminui para correntes elétricas altas e os disjuntores são desligados mais rapidamente. O método proposto de

tráfego *GOOSE FS-based* deve ter maior benefício em sistemas onde os *IEDs* possuem pacotes de rede com *TTL* reduzido. Nos testes realizados foram sintetizados pacotes de *TTL* igual a 48 *m*s. Na Figura 74 é apresentado o esquema de teste prático para validar o método proposto.

Figura 74 – Esquema de teste prático do tráfego *GOOSE FS-based*



Fonte – Adaptado de (OMICRON, 2017).

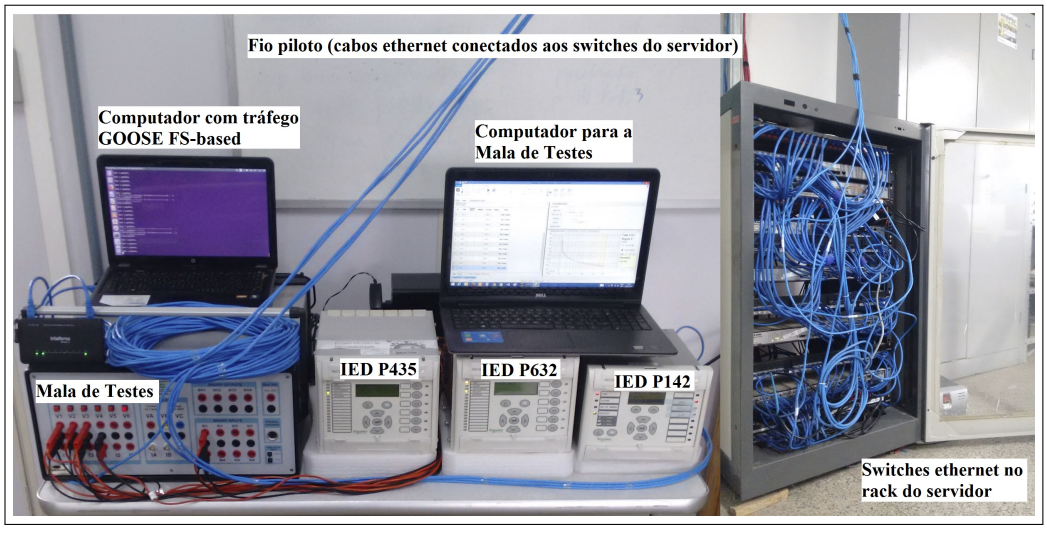
O sistema na Figura 74 é referente a um arranjo munido de seletividade lógica radial entre *IEDs*. O *IED* P142 está a montante e também exerce a função de *Merging Unit*. O *IED* P632 está a jusante, envia pacotes *GOOSE* segundo o algoritmo de repetição normal e é configurado com corrente elétrica de ajuste menor em relação ao *IED* P142. Em sistemas com seletividade entre relés de proteção, devem ser primeiramente desligados os disjuntores de circuitos mais a jusante. Nesse caso, o relé digital deve receber um sinal de atuação do *IED* imediatamente a jusante (pacote *GOOSE* verdadeiro), enviar um sinal de bloqueio para o relé a montante (pacote

GOOSE falso) e fazer atuar o respectivo disjuntor associado.

O teste consiste em cronometrar o tempo de atuação do relé digital a montante pelo recebimento de um pacote *GOOSE* do *IED* a jusante. Os pacotes *GOOSE* de índice *c* são referentes ao tráfego sintetizado de um *IED* a jusante que envia mensagens segundo a Lógica *Fuzzy*. Já os pacotes de índice *b* são oriundos do tráfego normal referente ao *IED* P632 a jusante. O *IED* P142 é assinante de ambas as mensagens e, conforme a Figura 73, os pacotes de índices *c* e *b* são destinados às entradas *GOOSE* (*Virtual Input*) 2 e 4, respectivamente.

As saídas *GOOSE* (*Virtual Output*) 1 e 2 enviam pacotes de índices *ab* e *ac* cujas taxas de amostragem são herdadas dos tráfegos Normal e *Fuzzy*, respectivamente. As mensagens de índices *ab* e *ac* são responsáveis por fazer atuar o disjuntor associado ao *IED* P142 e o tempo de propagação desses pacotes é registrado. Na Figura 75 é destacada a bancada utilizada nos testes de seletividade lógica radial. A Mala de Testes é utilizada para cronometrar o tempo de atuação dos *IEDs*. Um notebook com sistema operacional *UBUNTU* (*IED* a jusante) recebe mensagens *Sampled Value* e envia pacotes *GOOSE* para o relé *P142* (*IED* a montante) utilizando a Lógica *Fuzzy*. O *IED* P632 avalia a corrente elétrica circulante no sistema e envia pacotes *GOOSE* para o *IED* a montante segundo o algoritmo normal de repetição.

Figura 75 – Bancada de testes



Fonte – o Autor.

No Código-fonte do apêndice A é destacado o algoritmo do sistema *GOOSE FS-based* a ser embarcado nos relés digitais, para aplicação em arranjos de seletividade lógica radial entre *IEDs*. O sistema *Fuzzy* está implementado em *Python*, recebe as entradas por meio de pacotes *Sampled Value* e possui comportamento adaptativo para envio das mensagens *GOOSE*.

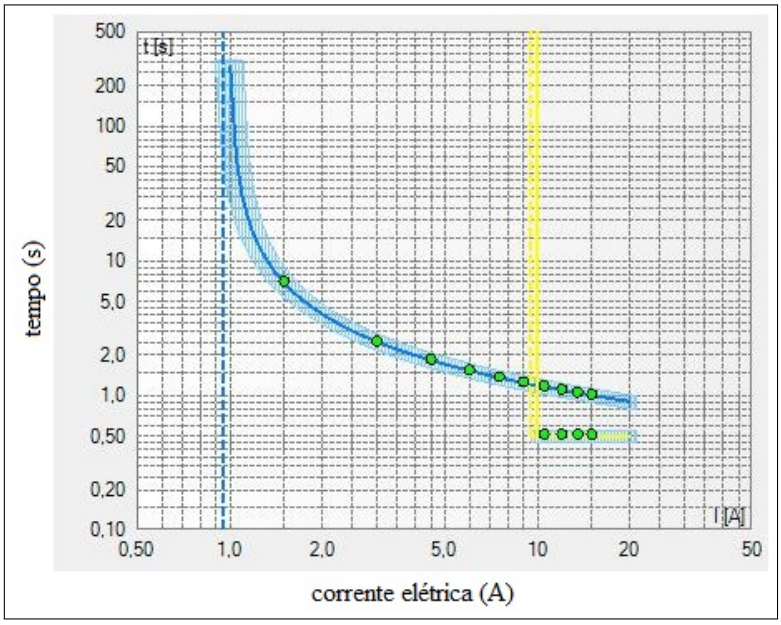
4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

É destacada nesse capítulo a análise do tempo de atuação associado às funções de proteção testadas. São apresentados testes para a proteção de sobrecorrente não direcional (50/51), direcional (67), diferencial (87) e de distância (21). Comparam-se os tempos de disparo entre os sistemas que usam pacotes *GOOSE* e aqueles que adotam contatos elétricos para orientar a abertura dos disjuntores das subestações. Adicionalmente, verifica-se a redução do tempo de disparo dos *IEDs* em arranjos com seletividade lógica radial, cujo tráfego *GOOSE* é gerenciado por sistema *Fuzzy*. Os desempenhos das funções de pertinências triangulares, trapezoidais e *Bell-shaped* são avaliados, para escolha do melhor formato a ser utilizado.

4.1 Testes de Tempo para as Funções de Sobrecorrente (50/51)

A curva de tempo *IEC* normal inversa é destacada na Figura 76 em um teste típico de atuação. Uma característica de tempo definido também é adicionada ao conjunto.

Figura 76 – Teste de tempo para a curva *IEC* normal inversa



Fonte – o Autor.

O teste apresentado na Figura 76 é realizado com a aplicação de uma corrente elétrica entre 1,5 A e 15 A, para verificar a atuação do *IED*. A primeira região de operação (Op.) é temporizada com ajuste em 400 *m*s e a segunda é de tempo definido com ajuste de 500 *m*s. A corrente elétrica circulante e a curva de proteção utilizada determinam o tempo de operação

nominal (tOpNom) do *IED*. Os resultados na Tabela 2 demonstram que o relé *IRV* da *ZIV* atua no tempo de operação real (tOpReal), com uma interface de parada por meio de contato elétrico.

Tabela 2 – Teste de tempo da curva *IEC* normal inversa com interface de parada binária

Nº	Corrente	Ajuste	Região	Atuou	tOpNom	tOpReal	Status
01.1	1,50 A	400 *ms*	Op.	Sim	6,88 s	7,09 s	Aprovado
02.1	3,00 A	400 *ms*	Op.	Sim	2,52 s	2,56 s	Aprovado
03.1	4,50 A	400 *ms*	Op.	Sim	1,83 s	1,87 s	Aprovado
04.1	6,00 A	400 *ms*	Op.	Sim	1,53 s	1,56 s	Aprovado
05.1	7,50 A	400 *ms*	Op.	Sim	1,36 s	1,38 s	Aprovado
06.1	9,00 A	400 *ms*	Op.	Sim	1,25 s	1,27 s	Aprovado
07.1	10,50 A	400 *ms*	Op.	Sim	1,16 s	1,19 s	Aprovado
07.2	10,50 A	500 *ms*	Op.	Sim	500,0 *ms*	519,6 *ms*	Aprovado
08.1	12,00 A	400 *ms*	Op.	Sim	1,10 s	1,12 s	Aprovado
08.2	12,00 A	500 *ms*	Op.	Sim	500,0 *ms*	519,6 *ms*	Aprovado
09.1	13,50 A	400 *ms*	Op.	Sim	1,05 s	1,07 s	Aprovado
09.2	13,50 A	500 *ms*	Op.	Sim	500,0 *ms*	518,5 *ms*	Aprovado
10.1	15,00 A	400 *ms*	Op.	Sim	1,01 s	1,03 s	Aprovado
10.2	15,00 A	500 *ms*	Op.	Sim	500,0 *ms*	517,6 *ms*	Aprovado

Fonte – o Autor.

Na Tabela 3 são apresentados os resultados de tempo considerando a interrupção do teste (desligamento do disjuntor associado) por meio da mensagem *GOOSE*.

Tabela 3 – Teste de tempo da curva *IEC* normal inversa com interface de parada *GOOSE*

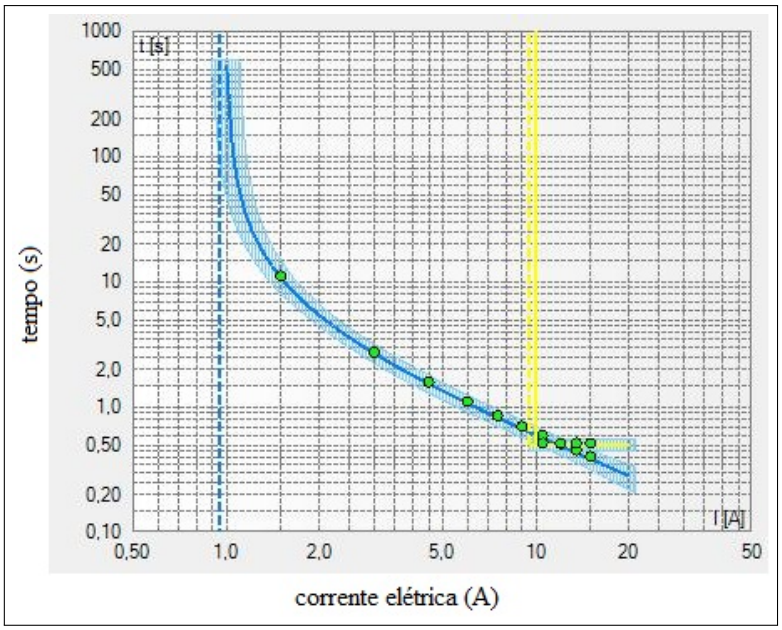
Nº	Corrente	Ajuste	Região	Atuou	tOpNom	tOpReal	Status
01.1	1,50 A	400 *ms*	Op.	Sim	6,88 s	7,09 s	Aprovado
02.1	3,00 A	400 *ms*	Op.	Sim	2,52 s	2,56 s	Aprovado
03.1	4,50 A	400 *ms*	Op.	Sim	1,83 s	1,86 s	Aprovado
04.1	6,00 A	400 *ms*	Op.	Sim	1,53 s	1,56 s	Aprovado
05.1	7,50 A	400 *ms*	Op.	Sim	1,36 s	1,38 s	Aprovado
06.1	9,00 A	400 *ms*	Op.	Sim	1,25 s	1,26 s	Aprovado
07.1	10,50 A	400 *ms*	Op.	Sim	1,16 s	1,18 s	Aprovado
07.2	10,50 A	500 *ms*	Op.	Sim	500,0 *ms*	515,9 *ms*	Aprovado
08.1	12,00 A	400 *ms*	Op.	Sim	1,10 s	1,11 s	Aprovado
08.2	12,00 A	500 *ms*	Op.	Sim	500,0 *ms*	514,0 *ms*	Aprovado
09.1	13,50 A	400 *ms*	Op.	Sim	1,05 s	1,06 s	Aprovado
09.2	13,50 A	500 *ms*	Op.	Sim	500,0 *ms*	513,0 *ms*	Aprovado
10.1	15,00 A	400 *ms*	Op.	Sim	1,01 s	1,02 s	Aprovado
10.2	15,00 A	500 *ms*	Op.	Sim	500,0 *ms*	513,2 *ms*	Aprovado

Fonte – o Autor.

A curva característica de tempo normal inversa é indicada para a proteção de sistemas

em que a corrente de curto-circuito depende muito da capacidade de geração no instante da falta. Portanto, considerando um sistema de Geração Centralizada, essa curva é indicada para relés cujas instalações protegidas estão mais a montante, ou seja, mais próximas das usinas de energia elétrica. A partir da análise das Tabelas 2 e 3 são evidenciados os benefícios da evolução dos esquemas de proteção baseados na norma de *IEC 61850*. Na região de normal inversa, o tempo de disparo para o pacote *GOOSE* chega a ser 10 *m*s menor. Na parte referente ao tempo definido, a redução do tempo de disparo tem valor máximo de 5,6 *m*s e média igual a 4,8 *m*s. A curva de tempo *IEC* muito inversa é apresentada na Figura 77 em um teste do tempo de disparo. Uma característica de tempo independente da corrente também é adicionada ao teste.

Figura 77 – Teste de tempo para a curva *IEC* muito inversa



Fonte – o Autor.

A curva de tempo muito inversa é particularmente indicada para relés cujos circuitos protegidos possuem substancial redução da corrente de falta, conforme a distância até a fonte energética aumenta. Nesse caso, existe um aumento considerável da impedância de falta (ALSTOM, 2011). A característica de operação muito inversa é de tal forma que o tempo de operação é aproximadamente dobrado para uma redução na corrente elétrica aplicada de 7 para 4 vezes o valor de ajuste do relé. Para o teste de tempo do relé, uma corrente elétrica de partida é configurada em 1,5 A. O ajuste de tempo é configurado em 400 *m*s para a curva temporizada e 500 *m*s para a região de tempo definido. Os pontos marcados na Figura 77 indicam que o relé *IRV* da *ZIV* atuou devidamente e respeitando os limites de tolerância estabelecidos.

Os resultados mostrados na Tabela 4 destacam os tempos de disparo para os contatos binários.

Tabela 4 – Teste de tempo da curva *IEC* muito inversa com interface de parada binária

Nº	Corrente	Ajuste	Região	Atuou	tOpNom	tOpReal	Status
01.1	1,50 A	400 *ms*	Op.	Sim	10,80 s	11,19 s	Aprovado
02.1	3,00 A	400 *ms*	Op.	Sim	2,70 s	2,76 s	Aprovado
03.1	4,50 A	400 *ms*	Op.	Sim	1,54 s	1,59 s	Aprovado
04.1	6,00 A	400 *ms*	Op.	Sim	1,08 s	1,11 s	Aprovado
05.1	7,50 A	400 *ms*	Op.	Sim	830,8 *ms*	858,3 *ms*	Aprovado
06.1	9,00 A	400 *ms*	Op.	Sim	675,0 *ms*	703,9 *ms*	Aprovado
07.1	10,50 A	400 *ms*	Op.	Sim	568,4 *ms*	595,0 *ms*	Aprovado
07.2	10,50 A	500 *ms*	Op.	Sim	500,0 *ms*	519,0 *ms*	Aprovado
08.1	12,00 A	400 *ms*	Op.	Sim	490,9 *ms*	513,1 *ms*	Aprovado
08.2	12,00 A	500 *ms*	Op.	Sim	500,0 *ms*	518,1 *ms*	Aprovado
09.1	13,50 A	400 *ms*	Op.	Sim	432,0 *ms*	455,8 *ms*	Aprovado
09.2	13,50 A	500 *ms*	Op.	Sim	500,0 *ms*	518,4 *ms*	Aprovado
10.1	15,00 A	400 *ms*	Op.	Sim	385,7 *ms*	406,5 *ms*	Aprovado
10.2	15,00 A	500 *ms*	Op.	Sim	500,0 *ms*	518,3 *ms*	Aprovado

Fonte – o Autor.

Na Tabela 5 é apresentado o teste de tempo para o disparo do disjuntor por meio do pacote *GOOSE*. Os tempos de operação real são destacados para as funções 50 e 51.

Tabela 5 – Teste de tempo da curva *IEC* muito inversa com interface de parada *GOOSE*

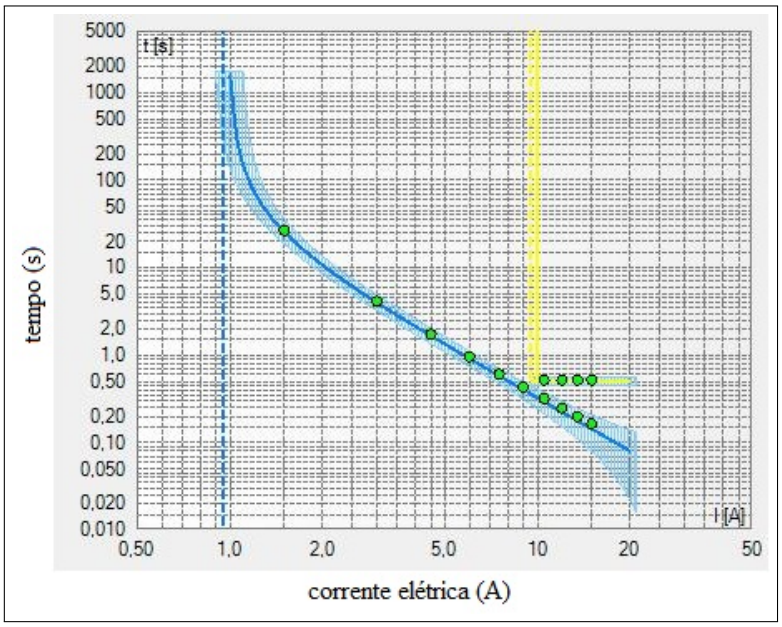
Nº	Corrente	Ajuste	Região	Atuou	tOpNom	tOpReal	Status
01.1	1,50 A	400 *ms*	Op.	Sim	10,80 s	11,19 s	Aprovado
02.1	3,00 A	400 *ms*	Op.	Sim	2,70 s	2,76 s	Aprovado
03.1	4,50 A	400 *ms*	Op.	Sim	1,54 s	1,59 s	Aprovado
04.1	6,00 A	400 *ms*	Op.	Sim	1,08 s	1,11 s	Aprovado
05.1	7,50 A	400 *ms*	Op.	Sim	830,8 *ms*	853,9 *ms*	Aprovado
06.1	9,00 A	400 *ms*	Op.	Sim	675,0 *ms*	699,2 *ms*	Aprovado
07.1	10,50 A	400 *ms*	Op.	Sim	568,4 *ms*	588,3 *ms*	Aprovado
07.2	10,50 A	500 *ms*	Op.	Sim	500,0 *ms*	515,8 *ms*	Aprovado
08.1	12,00 A	400 *ms*	Op.	Sim	490,9 *ms*	510,9 *ms*	Aprovado
08.2	12,00 A	500 *ms*	Op.	Sim	500,0 *ms*	513,7 *ms*	Aprovado
09.1	13,50 A	400 *ms*	Op.	Sim	432,0 *ms*	448,5 *ms*	Aprovado
09.2	13,50 A	500 *ms*	Op.	Sim	500,0 *ms*	514,7 *ms*	Aprovado
10.1	15,00 A	400 *ms*	Op.	Sim	385,7 *ms*	402,1 *ms*	Aprovado
10.2	15,00 A	500 *ms*	Op.	Sim	500,0 *ms*	513,8 *ms*	Aprovado

Fonte – o Autor.

Nos casos em que a mensagem *GOOSE* teve melhor desempenho para atuação na curva *IEC* muito inversa, é obtida uma redução máxima do tempo de até 7,3 *ms*. A média de

redução no tempo está em aproximadamente 4,5 *m*s. É importante destacar que a repetição das mensagens é realizada pelo relé de proteção, segundo um algoritmo tradicional que diminui o intervalo entre as repetições somente no momento de ocorrência da falta ou quando um parâmetro elétrico monitorado muda de valor. As curvas de tempo inverso com a corrente elétrica podem ter diferentes padrões, de acordo com os fabricantes dos equipamentos de proteção. Para o caso dos relés numéricos é possível ter também curvas definidas pelos usuários. Na Figura 78 é apresentado um teste de tempo para a curva *IEC* extremamente inversa.

Figura 78 – Teste de tempo para a curva *IEC* extremamente inversa



Fonte – o Autor.

Nessa curva característica, o tempo de operação é aproximadamente inversamente proporcional à corrente elétrica aplicada. A aplicação desta curva é indicada para a proteção de circuitos alimentadores de distribuição, onde o terminal de carga está sujeito a picos de corrente durante o chaveamento (ALSTOM, 2011). A curva *IEC* extremamente inversa é, portanto, indicada, para circuitos de instalações mais a jusante. As condições de ajuste da corrente elétrica e do tempo são iguais aos adotados nos casos anteriores. A primeira região (série azul) é temporizada com curva extremamente inversa, já a segunda é de tempo definido (série amarela). Os pontos marcados sobre as curvas indicam que o relé de proteção atuou dentro dos limites especificados e segundo a tolerância admissível. A corrente elétrica é aplicada a partir de 1,5 A (acima do ajuste do relé) e cresce até o valor de 15 A em passos de valor constante igual a 1,5 A. Conforme a corrente elétrica aumenta, o tempo nominal de disparo da proteção é diminuído. Na

Tabela 6 são apresentados os resultados de tempo devido à utilização do contato elétrico.

Tabela 6 – Teste de tempo da curva *IEC* extremamente inversa com interface binária

Nº	Corrente	Ajuste	Região	Atuou	tOpNom	tOpReal	Status
01.1	1,50 A	400 *ms*	Op.	Sim	25,60 s	26,62 s	Aprovado
02.1	3,00 A	400 *ms*	Op.	Sim	4,00 s	4,12 s	Aprovado
03.1	4,50 A	400 *ms*	Op.	Sim	1,66 s	1,73 s	Aprovado
04.1	6,00 A	400 *ms*	Op.	Sim	914,3 *ms*	954,4 *ms*	Aprovado
05.1	7,50 A	400 *ms*	Op.	Sim	579,2 *ms*	607,3 *ms*	Aprovado
06.1	9,00 A	400 *ms*	Op.	Sim	400,0 *ms*	430,5 *ms*	Aprovado
07.1	10,50 A	400 *ms*	Op.	Sim	292,9 *ms*	318,3 *ms*	Aprovado
07.2	10,50 A	500 *ms*	Op.	Sim	500,0 *ms*	519,8 *ms*	Aprovado
08.1	12,00 A	400 *ms*	Op.	Sim	223,8 *ms*	247,7 *ms*	Aprovado
08.2	12,00 A	500 *ms*	Op.	Sim	500,0 *ms*	518,9 *ms*	Aprovado
09.1	13,50 A	400 *ms*	Op.	Sim	176,6 *ms*	198,3 *ms*	Aprovado
09.2	13,50 A	500 *ms*	Op.	Sim	500,0 *ms*	518,6 *ms*	Aprovado
10.1	15,00 A	400 *ms*	Op.	Sim	142,9 *ms*	164,2 *ms*	Aprovado
10.2	15,00 A	500 *ms*	Op.	Sim	500,0 *ms*	517,2 *ms*	Aprovado

Fonte – o Autor.

Na Tabela 7 é destacado o resultado do teste de tempo com lógica de desligamento via pacote *GOOSE*. A mensagem *ethernet* é vantajosa em mais de 70% dos testes.

Tabela 7 – Teste de tempo da curva *IEC* extremamente inversa com interface *GOOSE*

Nº	Corrente	Ajuste	Região	Atuou	tOpNom	tOpReal	Status
01.1	1,50 A	400 *ms*	Op.	Sim	25,60 s	26,62 s	Aprovado
02.1	3,00 A	400 *ms*	Op.	Sim	4,00 s	4,12 s	Aprovado
03.1	4,50 A	400 *ms*	Op.	Sim	1,66 s	1,73 s	Aprovado
04.1	6,00 A	400 *ms*	Op.	Sim	914,3 *ms*	948,6 *ms*	Aprovado
05.1	7,50 A	400 *ms*	Op.	Sim	579,2 *ms*	605,2 *ms*	Aprovado
06.1	9,00 A	400 *ms*	Op.	Sim	400,0 *ms*	427,7 *ms*	Aprovado
07.1	10,50 A	400 *ms*	Op.	Sim	292,9 *ms*	316,2 *ms*	Aprovado
07.2	10,50 A	500 *ms*	Op.	Sim	500,0 *ms*	515,0 *ms*	Aprovado
08.1	12,00 A	400 *ms*	Op.	Sim	223,8 *ms*	244,5 *ms*	Aprovado
08.2	12,00 A	500 *ms*	Op.	Sim	500,0 *ms*	514,4 *ms*	Aprovado
09.1	13,50 A	400 *ms*	Op.	Sim	176,6 *ms*	195,9 *ms*	Aprovado
09.2	13,50 A	500 *ms*	Op.	Sim	500,0 *ms*	514,2 *ms*	Aprovado
10.1	15,00 A	400 *ms*	Op.	Sim	142,9 *ms*	161,6 *ms*	Aprovado
10.2	15,00 A	500 *ms*	Op.	Sim	500,0 *ms*	513,3 *ms*	Aprovado

Fonte – o Autor.

A redução do tempo de disparo pelo pacote *GOOSE* é da ordem de milissegundos menor. Obtém-se uma diminuição de até 5,8 *ms* no tempo de operação com média de 2,76 *ms*

para a curva *IEC* extremamente inversa. Evidentemente, o tempo de fechamento ou abertura de um contato elétrico binário é influenciado pela energização devida de uma bobina elétrica, que pode demorar um tempo até atingir valores nominais de corrente e tensão elétrica de polarização. Os valores hachurados nas Tabelas 2 a 7 representam os pontos de teste em que os pacotes *GOOSE* obtiveram melhor desempenho de tempo em relação aos contatos elétricos auxiliares. Espera-se que o pacote *GOOSE* seja mais rápido em todos os pontos testados e que os casos onde isso não ocorre é devido a baixa precisão utilizada para a contagem do tempo.

São apresentados na Tabela 8 os resultados de tempo compilados em relação às curvas normal inversa, muito inversa e extremamente inversa.

Tabela 8 – Reduções de tempo obtidas pelo uso do pacote *GOOSE* na função 50/51

Curva de proteção	Redução mínima	Redução máxima	Redução média	Desvio padrão
IEC normal inversa	0,000 *m*s	10,0 *m*s	5,657 *m*s	0,004197
IEC muito inversa	0,000 *m*s	7,30 *m*s	3,250 *m*s	0,002380
IEC extremamente inversa	0,000 *m*s	5,80 *m*s	2,757 *m*s	0,001783

Fonte – o Autor.

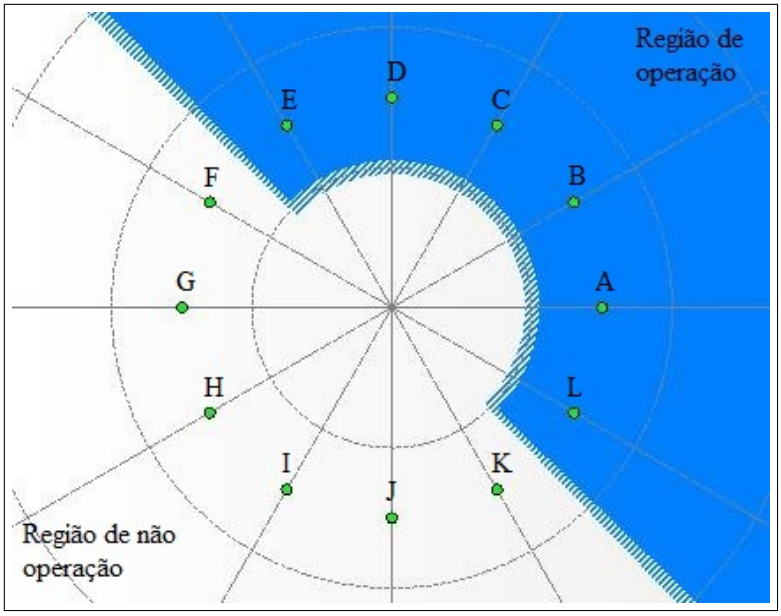
As reduções média e máxima de tempo são maiores para a curva *IEC* normal inversa em relação às demais curvas testadas. Isso é devido ao maior tempo médio nominal de atuação para a curva normal inversa. Nesse caso, os relés eletromecânicos mantém-se desenergizados por mais tempo até o próximo teste e menos magnetismo residual permanece para polarização no núcleo. Dessa forma, mais tempo é necessário para o fechamento do contato elétrico e a redução de tempo proporcionada pelo pacote *GOOSE* é maior. Para as curvas IEC muito inversa e IEC extremamente inversa, o tempo médio nominal de atuação é menor e o intervalo entre os testes permite que mais magnetismo residual esteja nas bobinas até o próximo teste. Portanto, o desempenho de tempo observado para os relés eletromecânicos é semelhante ao que é obtido com pacotes *GOOSE* e as reduções média e máxima de tempo são menores.

Os melhores resultados devem possuir a maior redução no tempo de atuação dos *IEDs*, com o menor desvio padrão associado. Para os resultados em relação às curvas IEC normal inversa, IEC muito inversa e IEC extremamente inversa, os desvios padrões são baixos e demonstram a regularidade dos valores de tempo obtidos. Vale ressaltar que os pacotes *GOOSE* podem sinalizar a atuação dos *IEDs* para diversas funções de proteção no SEP e que o benefício de redução no tempo de desligamentos dos disjuntores pode ser estendido para vários sistemas.

4.2 Testes de Tempo para a Função de Sobrecorrente Direcional (67)

O relé digital *Micom* P142 é utilizado para o teste da proteção direcional de sobrecorrente (67). São realizadas as ligações elétricas dos transformadores de tensão e corrente do relé digital, para um ensaio do tempo de disparo com um testador Universal Hexafásico da fabricante *Conprove* Engenharia. Primeiramente, o relé é configurado para atuar na região direta com ângulo característico de 45°, ajuste de tempo definido em 800 *m*s e corrente elétrica de partida em 5 ampères. No TC de uma das fases é aplicada uma corrente de módulo 7 ampères e cujo ângulo varia de 0° a 360° com passos de 30°. Os TPs das fases restantes devem ser polarizados com uma tensão em quadratura. Na Figura 79 é mostrada a separação entre as regiões reversa e direta de atuação para ângulo de 45° da função protetiva de sobrecorrente direcional.

Figura 79 – Teste direcional para ângulo característico de 45°



Fonte – o Autor.

Podem ser definidas regiões de operação direta (*Op.* - região que contém os pontos A, B, C, D, E e L), reversa (*NOp.* - região que contém os pontos F, G, H, I, J e K) ou de atuação indefinida (*Indef*) de acordo com o ângulo característico escolhido para o relé digital. Para esse primeiro caso, a atuação do relé é confirmada para seis valores de corrente elétrica na região direta. Os outros seis testes de falta ativam a zona reversa de atuação e não devem sensibilizar a proteção. O objetivo do teste é realizar um comparativo do tempo de atuação entre os contatos elétricos binários e os pacotes *GOOSE*, quando do uso destes como interface de parada do disparo de atuação da proteção direcional. Os conceitos teóricos sobre a determinação das regiões de

operação da sobrecorrente direcional dos relés foram condizentes com os resultados práticos obtidos. Na Tabela 9 são apresentados os testes de tempo com uma interface de parada por meio contato binário, considerando o ângulo de projeto em 45° para a função 67.

Tabela 9 – Teste Direcional para ângulo de projeto igual a 45° e interface binária

Ponto	Corrente	Ângulo	Região	Atuou	tOpNom	tOpReal	Status
A	7,00 A	0°	Op.	Sim	800 *ms*	850,6 *ms*	Aprovado
B	7,00 A	30°	Op.	Sim	800 *ms*	852,6 *ms*	Aprovado
C	7,00 A	60°	Op.	Sim	800 *ms*	848,8 *ms*	Aprovado
D	7,00 A	90°	Op.	Sim	800 *ms*	847,5 *ms*	Aprovado
E	7,00 A	120°	Op.	Sim	800 *ms*	850,2 *ms*	Aprovado
F	7,00 A	150°	NOp.	Não	-	-	Aprovado
G	7,00 A	180°	NOp.	Não	-	-	Aprovado
H	7,00 A	210°	NOp.	Não	-	-	Aprovado
I	7,00 A	240°	NOp.	Não	-	-	Aprovado
J	7,00 A	270°	NOp.	Não	-	-	Aprovado
K	7,00 A	300°	NOp.	Não	-	-	Aprovado
L	7,00 A	330°	Op.	Sim	800 *ms*	852,6 *ms*	Aprovado

Fonte – o Autor.

Na Tabela 10 estão os resultados para o ângulo de projeto em 45° e interface de parada *GOOSE*. Os valores hachurados nas Tabelas 9 e 10 representam os pontos de teste em que os pacotes *GOOSE* obtiveram melhor desempenho de tempo em relação aos contatos elétricos.

Tabela 10 – Teste Direcional para ângulo de projeto igual a 45° e interface *GOOSE*

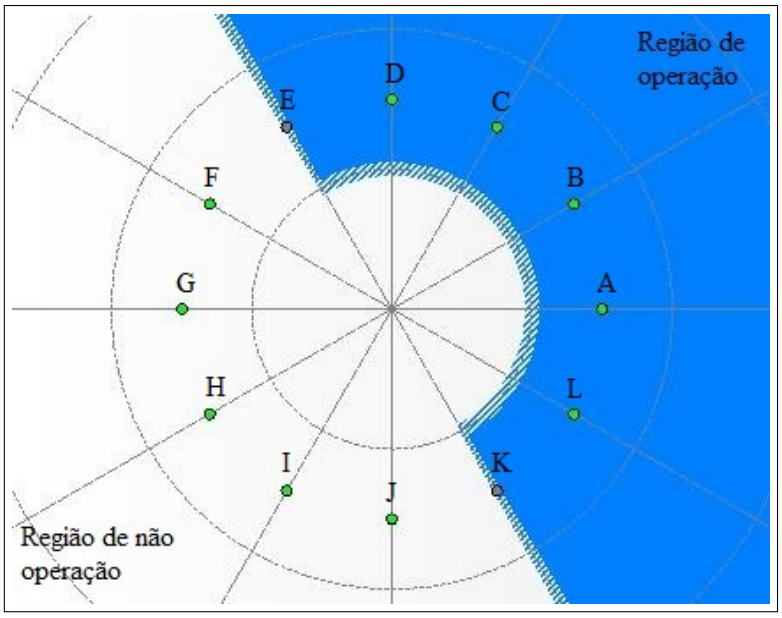
Ponto	Corrente	Ângulo	Região	Atuou	tOpNom	tOpReal	Status
A	7,00 A	0°	Op.	Sim	800 *ms*	847,1 *ms*	Aprovado
B	7,00 A	30°	Op.	Sim	800 *ms*	851,1 *ms*	Aprovado
C	7,00 A	60°	Op.	Sim	800 *ms*	844,4 *ms*	Aprovado
D	7,00 A	90°	Op.	Sim	800 *ms*	848,7 *ms*	Aprovado
E	7,00 A	120°	Op.	Sim	800 *ms*	849,8 *ms*	Aprovado
F	7,00 A	150°	NOp.	Não	-	-	Aprovado
G	7,00 A	180°	NOp.	Não	-	-	Aprovado
H	7,00 A	210°	NOp.	Não	-	-	Aprovado
I	7,00 A	240°	NOp.	Não	-	-	Aprovado
J	7,00 A	270°	NOp.	Não	-	-	Aprovado
K	7,00 A	300°	NOp.	Não	-	-	Aprovado
L	7,00 A	330°	Op.	Sim	800 *ms*	844,6 *ms*	Aprovado

Fonte – o Autor.

Para 80% dos pontos da região direta, o acionamento do cronômetro de parada do teste foi mais rapidamente executado pela mensagem *GOOSE*, com uma diferença máxima de

até 8 *m*s e com média de 2,97 *m*s em relação ao contato elétrico. Para um dos casos, a interface binária teve desempenho melhor em 1,2 *m*s. Na Figura 80 estão apresentadas as regiões de atuação para um teste similar da proteção direcional de sobrecorrente, que é realizado para o ângulo característico de 60° configurado no relé digital.

Figura 80 – Teste direcional para ângulo característico de 60°



Fonte – o Autor.

Para essa situação, o disparo do relé deve ocorrer para cinco valores de corrente elétrica na região direta (referente aos pontos A, B, C, D e L). Outros cinco testes de falta ativam a zona reversa de atuação (região que contém os pontos F, G, H, I e J) e não devem sensibilizar a proteção. Existem ainda dois pontos de teste que estão em locais de disparo indefinido (E e K), onde o comportamento do *IED* é probabilístico para a operação.

Em 100% dos pontos da região direta para teste com ângulo característico em 60°, o acionamento do cronômetro de parada do teste foi mais rapidamente executado pela mensagem *GOOSE*, com uma redução máxima de até 6,8 *m*s e com redução média de 4,34 *m*s em relação ao contato elétrico. Evidentemente, os ângulos referentes ao fasor da corrente elétrica não possuem influência sobre o tempo de atuação do *IED* e a parada do teste depende principalmente do ajuste de tempo definido associado à função de sobrecorrente direcional. Na Tabela 11 estão os resultados para o ângulo de projeto em 60° e interface de parada binária. Nesse caso, os contatos de um relé eletromecânico auxiliar sinalizam a operação do *IED*, para que aconteça o desligamento do canal de corrente elétrica do testador hexafásico. Os resultados na Tabela 12 são

referentes ao teste de tempo considerando a interface de parada com o pacote *GOOSE*. Para essa situação, o teste é parado no momento em que o testador hexafásico identifica o recebimento de uma mensagem *ethernet GOOSE* de valor verdadeiro, sinalizando a atuação do *IED*.

Tabela 11 – Teste Direcional para ângulo de projeto igual a 60° e interface binária

Ponto	Corrente	Ângulo	Região	Atuou	tOpNom	tOpReal	Status
A	7,00 A	0°	Op.	Sim	800 *ms*	851,7 *ms*	Aprovado
B	7,00 A	30°	Op.	Sim	800 *ms*	847,4 *ms*	Aprovado
C	7,00 A	60°	Op.	Sim	800 *ms*	855,2 *ms*	Aprovado
D	7,00 A	90°	Op.	Sim	800 *ms*	853,3 *ms*	Aprovado
E	7,00 A	120°	Op.	Sim	800 *ms*	853,8 *ms*	Aprovado
F	7,00 A	150°	Indef.	Não	-	-	Indefinido
G	7,00 A	180°	NOp.	Não	-	-	Aprovado
H	7,00 A	210°	NOp.	Não	-	-	Aprovado
I	7,00 A	240°	NOp.	Não	-	-	Aprovado
J	7,00 A	270°	NOp.	Não	-	-	Aprovado
K	7,00 A	300°	NOp.	Não	-	-	Aprovado
L	7,00 A	330°	Indef.	Não	800 *ms*	-	Indefinido

Fonte – o Autor.

Os valores hachurados nas Tabelas 11 e 12 representam os pontos de teste em que os pacotes *GOOSE* obtiveram melhor desempenho de tempo em relação aos contatos elétricos.

Tabela 12 – Teste Direcional para ângulo de projeto igual a 60° e interface *GOOSE*

Ponto	Corrente	Ângulo	Região	Atuou	tOpNom	tOpReal	Status
A	7,00 A	0°	Op.	Sim	800 *ms*	844,9 *ms*	Aprovado
B	7,00 A	30°	Op.	Sim	800 *ms*	846,1 *ms*	Aprovado
C	7,00 A	60°	Op.	Sim	800 *ms*	849,7 *ms*	Aprovado
D	7,00 A	90°	Op.	Sim	800 *ms*	846,7 *ms*	Aprovado
E	7,00 A	120°	Op.	Sim	800 *ms*	852,3 *ms*	Aprovado
F	7,00 A	150°	Indef.	Não	-	-	Indefinido
G	7,00 A	180°	NOp.	Não	-	-	Aprovado
H	7,00 A	210°	NOp.	Não	-	-	Aprovado
I	7,00 A	240°	NOp.	Não	-	-	Aprovado
J	7,00 A	270°	NOp.	Não	-	-	Aprovado
K	7,00 A	300°	NOp.	Não	-	-	Aprovado
L	7,00 A	330°	Indef.	Não	800 *ms*	-	Indefinido

Fonte – o Autor.

São apresentados na Tabela 13 os resultados de tempo compilados em relação aos ângulos de projeto em 45° e 60° para a função de sobrecorrente direcional. Os testes demonstrados confirmam uma redução média entre 3 *ms* e 4 *ms* no tempo de desligamento dos

disjuntores que recebem comandos via mensagem *GOOSE*, em comparação com aqueles que são comandados por meio de relé auxiliar e contato elétrico binário.

Tabela 13 – Reduções de tempo obtidas pelo uso do pacote *GOOSE* na função 67

Ângulo de projeto	Redução mínima	Redução máxima	Redução média	Desvio padrão
45°	0,00000 s	0,00800 s	0,002967 s	0,002745
60°	0,00130 s	0,00680 s	0,00434 s	0,002442

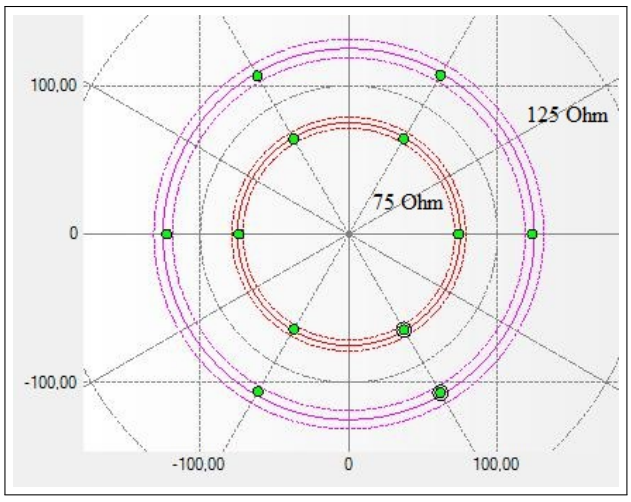
Fonte – o Autor.

Os resultados obtidos no teste da função 67 foram satisfatórios e o *IED* P142 utilizado é capaz de reconhecer as regiões direta e reversa de operação.

4.3 Testes de Tempo para as Função de Distância (21)

O relé digital *Micom* P435 é utilizado para testar a função 21. Nos *IEDs* da proteção de distância, uma característica de impedância (Z, ϕ) é associada à localização de um ponto no sistema elétrico. Para verificar o funcionamento da função de distância no *IED* P435, as zonas de atuação são testadas dentro da região de abrangência referente a uma linha de transmissão com impedância de módulo 150 Ohm. As zonas 01 e 02 apresentam módulos das impedâncias iguais a 75 Ohm e 125 Ohm, respectivamente. É apresentada na Figura 81 a ilustração do teste de tempo para a função de distância, destacando as duas regiões de impedâncias distintas.

Figura 81 – Teste de tempo para a função de distância



Fonte – o Autor

Nesse caso, todos os pontos testados estão dentro da zona protegida pelo *IED* P435

e o relé digital opera normalmente. Na Tabela 14 são apresentados os resultados do tempo de operação (tOp) devido ao uso do contato elétrico e, na Tabela 15, estão os resultados para interrupção do teste mediante o recebimento de uma mensagem *GOOSE* verdadeira.

Tabela 14 – Teste de distância com interface de parada binária

Ponto	Zona	Z e ϕ nominal	Z e ϕ real	tOp	Status
01.1	zona 01	75,00 Ohm 0°	73,97 Ohm 0,000000°	304,9 *ms*	Aprovado
01.2	zona 02	125,0 Ohm 0°	123,3 Ohm 0,000000°	1,03 s	Aprovado
02.1	zona 01	75,00 Ohm 60,00°	74,16 Ohm 60,00°	305,9 *ms*	Aprovado
02.2	zona 02	125,0 Ohm 60,00°	123,5 Ohm 60,00°	1,02 s	Aprovado
03.1	zona 01	75,00 Ohm 120,0°	73,97 Ohm 120,0°	305,7 *ms*	Aprovado
03.2	zona 02	125,0 Ohm 120,0°	122,9 Ohm 120,0°	1,01 s	Aprovado
04.1	zona 01	75,00 Ohm 180,0°	74,06 Ohm 180,0°	309,7 *ms*	Aprovado
04.2	zona 02	125,0 Ohm 180,0°	122,4 Ohm 180,0°	1,03 s	Aprovado
05.1	zona 01	75,00 Ohm −120,0°	73,87 Ohm −120,0°	306,1 *ms*	Aprovado
05.2	zona 02	125,0 Ohm −120,0°	122,4 Ohm −120,0°	1,01 s	Aprovado
06.1	zona 01	75,00 Ohm −60,00°	74,32 Ohm −60,00°	306,7 *ms*	Aprovado
06.2	zona 02	125,0 Ohm −60,00°	123,3 Ohm −60,00°	1,03 s	Aprovado

Fonte – o Autor.

Os valores hachurados nas Tabelas 14 e 15 representam os pontos de teste em que os pacotes *GOOSE* obtiveram melhor desempenho de tempo em relação aos contatos elétricos, considerando as impedâncias características referentes às zonas 01 e 02.

Tabela 15 – Teste de distância com interface de parada *GOOSE*

Ponto	Zona	Z e ϕ nominal	Z e ϕ real	tOp	Status
01.1	zona 01	75,00 Ohm 0°	73,97 Ohm 0,000000°	299,5 *ms*	Aprovado
01.2	zona 02	125,0 Ohm 0°	123,3 Ohm 0,000000°	1,02 s	Aprovado
02.1	zona 01	75,00 Ohm 60,00°	74,16 Ohm 60,00°	305,1 *ms*	Aprovado
02.2	zona 02	125,0 Ohm 60,00°	123,5 Ohm 60,00°	1,02 s	Aprovado
03.1	zona 01	75,00 Ohm 120,0°	73,97 Ohm 120,0°	304,1 *ms*	Aprovado
03.2	zona 02	125,0 Ohm 120,0°	122,9 Ohm 120,0°	1,01 s	Aprovado
04.1	zona 01	75,00 Ohm 180,0°	74,06 Ohm 180,0°	303,3 *ms*	Aprovado
04.2	zona 02	125,0 Ohm 180,0°	122,4 Ohm 180,0°	1,02 s	Aprovado
05.1	zona 01	75,00 Ohm −120,0°	73,87 Ohm −120,0°	301,7 *ms*	Aprovado
05.2	zona 02	125,0 Ohm −120,0°	122,4 Ohm −120,0°	1,01 s	Aprovado
06.1	zona 01	75,00 Ohm −60,00°	74,32 Ohm −60,00°	305,2 *ms*	Aprovado
06.2	zona 02	125,0 Ohm −60,00°	123,3 Ohm −60,00°	1,01 s	Aprovado

Fonte – o Autor.

Conforme a Tabela 16, os resultados de tempo para a zona 01 de impedância característica igual a 75 Ohm, demonstram redução máxima de até 6,4 *ms* e média de 3,35 *ms*. Para a

zona 02 de impedância característica igual a 150 Ohm, obtém-se uma diminuição de até 20 *m*s no tempo de operação, com redução média de aproximadamente 6,7 *m*s.

Tabela 16 – Reduções de tempo obtidas pelo uso do pacote *GOOSE* na função 21

Zona	Redução mínima	Redução máxima	Redução média	Desvio padrão
01	0,00080 s	0,00640 s	0,00335 s	0,002145
02	0,00000 s	0,02000 s	0,00667 s	0,009623

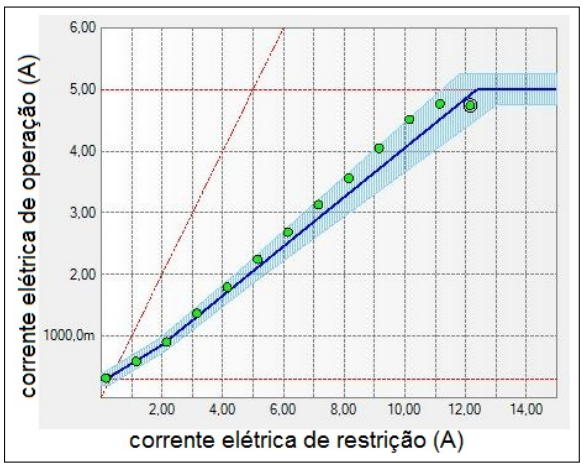
Fonte – o Autor.

Os baixos desvios padrões observados no teste da função 21 demonstram que os resultados de tempo são regulares e próximos do valor médio. Evidentemente, as impedâncias características de cada zona não exercem influencia sobre os desempenhos de tempo dos testes da função 21. Para a proteção de distância de uma linha de transmissão, todo o elemento protegido deve ser mapeado com base em zonas de impedâncias características. A redução de tempo proporcionada pelo pacote *GOOSE* é da ordem de milissegundos e a mensagem *ethernet* é mais vantajosa em relação ao contato elétrico no que diz respeito às perdas técnicas.

4.4 Testes de Tempo para a Função Diferencial (87)

O relé digital *Micom* P632 é utilizado para testar a função diferencial de transformador (87). Está ilustrado na Figura 82 o teste diferencial realizado com a mala de testes.

Figura 82 – Teste de tempo para a função diferencial



Fonte – o Autor.

Nas Tabelas 17 e 18 são apresentados os resultados do tempo de atuação para o *IED* P632. Por meio da mala de testes são emuladas faltas fase-terra (A-E) que são aplicadas ao

enrolamento primário (Enr. 01) do relé digital. São estabelecidos valores para a corrente elétrica de restrição (I Restrição) e para a corrente diferencial nominal (I Dif Nom). Quando a corrente diferencial real (I Dif Real) supera o valor da corrente de restrição, de acordo com a inclinação característica da função diferencial, o *IED* P632 atua conforme o tempo real de operação (tOp).

Tabela 17 – Teste diferencial com interface de parada binária

Ponto	Falta	Local	I Restrição	I Dif Nom	I Dif Real	tOp	Status
01	A-E	Enr. 01	150,0 *m*In	300,0 *m*In	320,6 *m*In	298,30 *ms*	Aprovado
02	A-E	Enr. 01	1,15 In	600,0 *m*In	591,0 *m*In	634,50 *ms*	Aprovado
03	A-E	Enr. 01	2,15 In	915,0 *m*In	905,9 *m*In	915,00 *ms*	Aprovado
04	A-E	Enr. 01	3,15 In	1,32 In	1,37 In	1,23 s	Aprovado
05	A-E	Enr. 01	4,15 In	1,72 In	1,79 In	1,44 s	Aprovado
06	A-E	Enr. 01	6,15 In	2,52 In	2,69 In	1,51 s	Aprovado
07	A-E	Enr. 01	8,15 In	3,31 In	3,56 In	1,65 s	Aprovado

Fonte – o Autor.

Os valores marcados nas Tabelas 17 e 18 representam os pontos de teste em que os pacotes *GOOSE* obtiveram melhor desempenho de tempo em relação aos contatos elétricos.

Tabela 18 – Teste diferencial com interface de parada *GOOSE*

Ponto	Falta	Local	I Restrição	I Dif Nom	I Dif Real	tOp	Status
01	A-E	Enr. 01	150,0 *m*In	300,0 *m*In	320,6 *m*In	295,00 *ms*	Aprovado
02	A-E	Enr. 01	1,15 In	600,0 *m*In	586,5 *m*In	628,03 *ms*	Aprovado
03	A-E	Enr. 01	2,15 In	915,0 *m*In	905,9 *m*In	909,12 *ms*	Aprovado
04	A-E	Enr. 01	3,15 In	1,32 In	1,36 In	1,21 s	Aprovado
05	A-E	Enr. 01	4,15 In	1,72 In	1,80 In	1,43 s	Aprovado
06	A-E	Enr. 01	6,15 In	2,52 In	2,67 In	1,50 s	Aprovado
07	A-E	Enr. 01	8,15 In	3,31 In	3,54 In	1,64 s	Aprovado

Fonte – o Autor.

Os resultados apresentados na Tabela 19 demonstram as reduções de tempo mínima, máxima e média, proporcionadas pela utilização da mensagem *GOOSE*.

Tabela 19 – Reduções de tempo obtidas pelo uso do pacote *GOOSE* na função 87

Falta	Redução mínima	Redução máxima	Redução média	Desvio padrão
A-E	0,00330 s	0,02000 s	0,009379 s	0,004952

Fonte – o Autor.

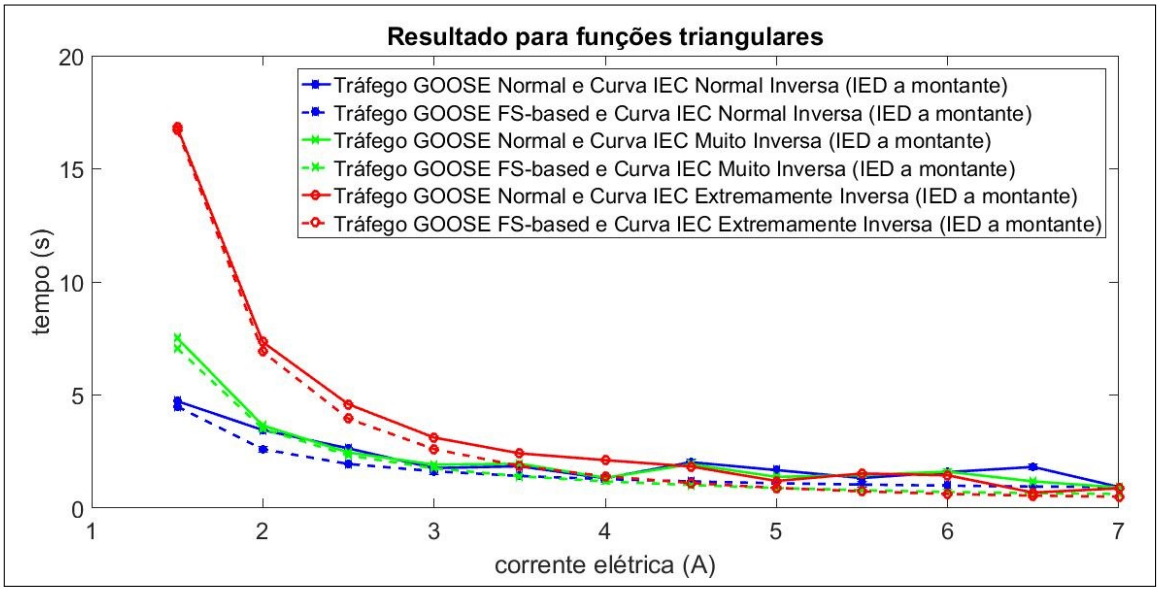
4.5 Testes de Tempo no Contexto da Seletividade Lógica

Nessa seção são apresentados os testes comparativos de tempo entre os tráfegos *GOOSE* Normal e *GOOSE FS-based*. É destacada a redução do tempo de disparo dos *IEDs* em arranjos com seletividade lógica radial, cujo tráfego *GOOSE* é gerenciado por sistema *Fuzzy*. Os desempenhos das funções de pertinências triangulares, trapezoidais e *Bell-shaped* são avaliados, para escolha do melhor formato. Para validar o sistema de inferência *Fuzzy* proposto nessa dissertação, destacam-se a seguir os testes referentes à interação entre o *IED Micom* P142 (a montante) e o P632 (a jusante). Os esquemas apresentados nas Figuras 72, 73 e 74 da seção 3.4 servem como base para a compreensão dos experimentos realizados. O objetivo é comparar o tempo de atuação do *IED* imediatamente a montante, devido aos tráfegos *GOOSE* Normal e *GOOSE FS-based* provenientes do *IED* imediatamente a jusante.

4.5.1 Resultados para tráfego GOOSE FS-based e funções triangulares

Na Figura 83 e na Tabela 20 são apresentados os resultados do tempo de atuação dos *IEDs*, para funções de pertinência *Fuzzy* triangulares. Os gráficos da Figura 83 relacionam o tempo de atuação do *IED* a montante com a corrente elétrica no sistema.

Figura 83 – Resultado para funções de pertinências *Fuzzy* triangulares



Fonte – o Autor.

Consideram-se doze pontos de teste referentes ao intervalo de corrente elétrica entre 1,5 A e 7,0 A, com passos de 0,5 A. Para cada valor de corrente são realizados vinte testes de

tempo, em relação aos tráfegos *GOOSE* Normal e *GOOSE FS-based*. Os valores médios obtidos para cada ponto de teste são adotados para análise de desempenho entre os dois tipos de tráfego *GOOSE*. Do comparativo entre os tempos obtidos são estabelecidas reduções mínima, máxima e média de tempo pelo uso do tráfego *GOOSE FS-based*, em substituição ao tráfego *GOOSE* Normal. Os resultados são apresentados em relação às curvas de proteção *IEC* normal inversa, *IEC* muito inversa e *IEC* extremamente inversa, conforme a Tabela 20.

Tabela 20 – Análise entre o tráfego Normal e o *GOOSE FS-based* com funções triangulares

Curva de proteção	Redução mínima	Redução máxima	Redução média	Desvio padrão
IEC normal inversa	0,003 s	0,867 s	0,465 s	0,306
IEC muito inversa	0,130 s	0,920 s	0,448 s	0,270
IEC extremamente inversa	0,120 s	0,825 s	0,511 s	0,232

Fonte – o Autor.

A redução de tempo é obtida pela diferença entre os valores de tempo associados aos tráfegos *GOOSE* Normal e *GOOSE FS-based*. Quanto maior a redução de tempo observada e menor o desvio padrão associado, melhor é o desempenho atingido pelo algoritmo de tráfego *GOOSE FS-based*. Para o sistema *Fuzzy* com funções de pertinências triangulares, a menor redução de tempo obtida é de 3 *m*s e está relacionada com a curva *IEC* normal inversa.

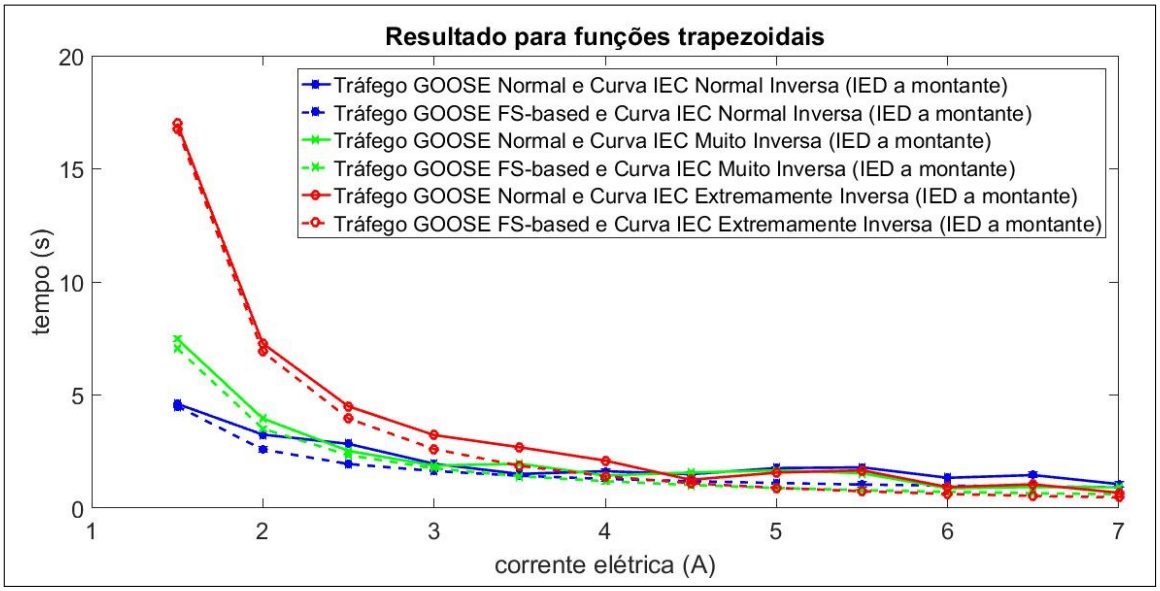
Para as curvas *IEC* muito inversa e *IEC* extremamente inversa, as reduções mínimas obtidas estão acima de 100 *m*s. As reduções médias e máximas de tempo para os três tipos de curva estão acima de 400 *m*s e 800 *m*s, respectivamente. O tráfego *GOOSE* Normal possui intervalo máximo de 2000 *m*s entre os pacotes e realiza repetições em rajada no momento em que há mudança no estado lógico das mensagens. Para o tráfego *GOOSE FS-based* a repetição dos pacotes é adaptativa e conforme os valores das entradas do sistema *Fuzzy*.

4.5.2 Resultados para tráfego GOOSE FS-based e funções trapezoidais

Os resultados para o sistema *Fuzzy* com funções de pertinências trapezoidais são apresentados na Figura 84. É destacado um leve desvio de tempo entre as séries do tráfego *GOOSE* Normal e *GOOSE FS-based* proveniente do *IED* a jusante, para os três tipos de curvas protetivas consideradas. Na Tabela 21 são apresentadas as métricas de desempenho para o sistema que utiliza funções de pertinências trapezoidais, destacando as reduções de tempo mínima, máxima e média obtidas. Os gráficos da figura 84 possuem comportamento de tempo

nominal inversamente proporcional à corrente elétrica circulante no sistema analisado.

Figura 84 – Resultado para funções de pertinências *Fuzzy* trapezoidais



Fonte – o Autor

Conforme a Tabela 21, a redução de tempo mínima observada é de 80 *m*s e está relacionada com a curva *IEC* normal inversa, configurada para o *IED* imediatamente a montante. Para as curvas *IEC* muito inversa e *IEC* extremamente inversa são obtidas reduções de tempo mínima acima de 100 *m*s. Os resultados para reduções média e máxima de tempo possuem valores similares aos que são obtidos para funções triangulares.

Tabela 21 – Análise entre o tráfego Normal e o *GOOSE FS-based* com funções trapezoidais

Curva de proteção	Redução mínima	Redução máxima	Redução média	Desvio padrão
IEC normal inversa	0,080 s	0,890 s	0,427 s	0,256
IEC muito inversa	0,120 s	0,779 s	0,399 s	0,212
IEC extremamente inversa	0,150 s	0,926 s	0,504 s	0,241

Fonte – o Autor.

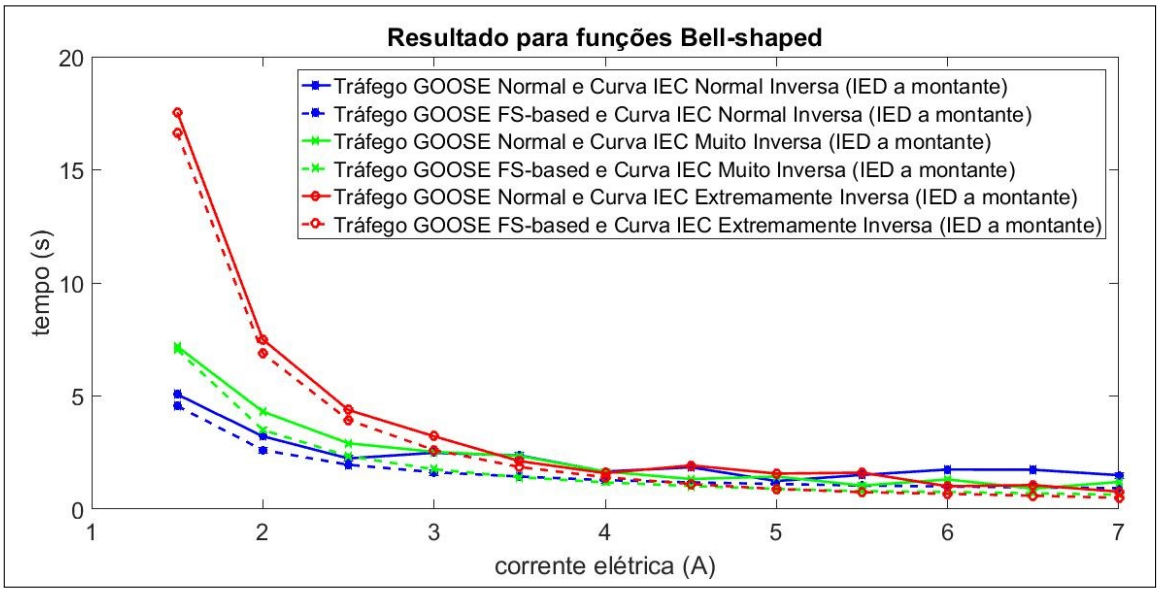
Da comparação entre as funções triangulares e trapezoidais, conclui-se que as reduções mínima e máxima de tempo são maiores para as pertinências trapezoidais, em dois tipos de curvas protetivas. Ademais, o desvio padrão associado aos valores das funções triangulares, possui valor médio maior devido às três curvas. As variáveis linguísticas que possuem funções de pertinências triangulares e trapezoidais são elaboradas sobre o mesmo universo de discurso das variáveis apresentadas nas figuras 69, 70 e 71, considerando um espaçamento equidistante entre

as funções de pertinência. A redução de tempo proporcionada pelo tráfego *GOOSE FS-based* é observada em sistemas elétricos que apresentam seletividade lógica radial entre *IEDs*. O desligamento dos disjuntores a montante necessita ser habilitado pelos relés digitais dos circuitos imediatamente a jusante. O atraso no desligamento do disjuntor, referente ao algoritmo de repetição *GOOSE* Normal, está associado ao relativamente elevado intervalo de tempo entre os pacotes e à expiração do tempo de vida (*TTL*) das mensagens.

4.5.3 Resultados para tráfego GOOSE FS-based e funções Bell-shaped

Na Figura 85 e na Tabela 22 são apresentados os resultados para funções de pertinências *Bell-shaped*. Em relação às funções de pertinências triangulares e trapezoidais elaboradas conforme a modelagem estabelecida nas figuras 69, 70 e 71, o formato de função *Bell-shaped* ativa mais regras no processo de inferência e garante variação mais suavizada da velocidade do tráfego das mensagens *GOOSE*. Nos gráficos da Figura 85, destacam-se as séries de tráfego *GOOSE* Normal e *GOOSE FS-based* para atender a seletividade lógica radial entre *IEDs*.

Figura 85 – Resultado para funções de pertinências *Fuzzy Bell-shaped*



Fonte – o Autor.

O tráfego adaptativo referente ao sistema *Fuzzy* deve ter maior benefício em redes de comunicação com muitos equipamentos conectados e que utiliza a técnica de redução do *TTL* dos pacotes, como uma métrica para aliviar o congestionamento na rede *ethernet*. Uma vantagem de se utilizar *TTL* reduzido nos pacotes *GOOSE* está na atualização mais frequente sobre o

estado do sistema elétrico, devido ao descarte mais rápido dos pacotes antigos. Na Tabela 22 são considerados testes para as curvas *IEC* normal inversa, *IEC* muito inversa e *IEC* extremamente inversa, no contexto da seletividade lógica entre relés digitais de proteção.

Tabela 22 – Análise entre o tráfego Normal e o *GOOSE FS-based* com funções *Bell-shaped*

Curva de proteção	Diferença mínima	Diferença máxima	Diferença média	Desvio padrão
IEC normal inversa	0,130 s	0,930 s	0,579 s	0,229
IEC muito inversa	0,140 s	0,940 s	0,511 s	0,240
IEC extremamente inversa	0,180 s	0,930 s	0,539 s	0,242

Fonte – o Autor.

Para decidir o formato das funções de pertinência a ser utilizado no sistema de inferência *Fuzzy*, é priorizada a situação que obteve maior média de redução no tempo com o menor desvio padrão associado. Mediante análise das Tabelas 20, 21 e 22 verifica-se que as funções de pertinências *Bell-shaped*, aplicadas no sistema de repetição *GOOSE FS-based*, possuem resultados mais satisfatórios em relação às funções de formatos triangulares e trapezoidais. No comparativo entre os diferentes tipos de curvas protetivas, a função *Bell-shaped* tem melhor desempenho de redução mínima no tempo de atuação dos *IEDs*, com valores obtidos acima de 100 *m*s. Em se tratando da redução máxima de tempo são destacados índices acima de 900 *m*s, que superamos resultados alcançados com as funções triangulares e trapezoidais.

As reduções médias de tempo para a função *Bell-shaped*, referente ao comparativo entre os tráfegos *GOOSE* Normal e *GOOSE FS-based*, situam-se acima de 500 *m*s e possuem boa regularidade com desvio padrão baixo. A partir da análise das reduções de tempo proporcionadas pelo tráfego *GOOSE FS-based*, conclui-se que as funções de pertinência em formato *Bell-shaped* são as mais indicadas para representar o sistema *Fuzzy* proposto nessa dissertação.

4.5.4 Resultados para ajuste de tempo definido

Nas Tabelas 23 e 24 são apresentados os resultados referentes ao uso das curvas de tempo fixo em um comparativo entre o tráfego *GOOSE* Normal e o *GOOSE FS-based* que utiliza funções de pertinências *Bell-shaped*. O tempo de operação nominal (tOpNom) é ajustado em 250 *m*s e o *IED* a montante deve atuar segundo uma faixa de tolerância para mais ou para menos (Tol+, Tol-). O valor de tOpNom utilizado é razoável para aplicação nos sistemas elétricos radiais munidos de seletividade lógica. São realizadas doze sequências de teste cujos valores de

corrente elétrica estão entre 1,5 A e 7,0 A. O tempo de atuação do *IED* imediatamente a montante (Treal) é registrado para cada ponto de teste, considerando os dois tipos de tráfego *GOOSE*. Os resultados na Tabela 23 referem-se ao tráfego *GOOSE* Normal, para o ajuste de tempo definido.

Tabela 23 – Teste para repetição *GOOSE* Normal e ajuste de tempo definido

Sequência	Corrente	Início	Fim	tOpNom	Tol-	Tol+	Treal	Status
Seq01	1,50 A	Seq01	GOOSE Normal	0,250 s	1,00 s	1,00 s	763,30 *ms*	Aprovado
Seq02	2,00 A	Seq02	GOOSE Normal	0,250 s	1,00 s	1,00 s	554,10 *ms*	Aprovado
Seq03	2,50 A	Seq03	GOOSE Normal	0,250 s	1,00 s	1,00 s	391,90 *ms*	Aprovado
Seq04	3,00 A	Seq04	GOOSE Normal	0,250 s	1,00 s	1,00 s	685,40 *ms*	Aprovado
Seq05	3,50 A	Seq05	GOOSE Normal	0,250 s	1,00 s	1,00 s	772,50 *ms*	Aprovado
Seq06	4,00 A	Seq06	GOOSE Normal	0,250 s	1,00 s	1,00 s	457,00 *ms*	Aprovado
Seq07	4,50 A	Seq07	GOOSE Normal	0,250 s	1,00 s	1,00 s	563,30 *ms*	Aprovado
Seq08	5,00 A	Seq08	GOOSE Normal	0,250 s	1,00 s	1,00 s	659,30 *ms*	Aprovado
Seq09	5,50 A	Seq09	GOOSE Normal	0,250 s	1,00 s	1,00 s	658,70 *ms*	Aprovado
Seq10	6,00 A	Seq10	GOOSE Normal	0,250 s	1,00 s	1,00 s	536,30 *ms*	Aprovado
Seq11	6,50 A	Seq11	GOOSE Normal	0,250 s	1,00 s	1,00 s	701,80 *ms*	Aprovado
Seq12	7,00 A	Seq12	GOOSE Normal	0,250 s	1,00 s	1,00 s	515,20 *ms*	Aprovado

Fonte – o Autor.

Na tabela 24 são apresentados os resultados das sequências de teste referentes ao tráfego *GOOSE FS-based*, considerando todos os valores testados de corrente elétrica. Quando da realização dos testes, a contagem do tempo de atuação do *IEDs* é iniciada com a aplicação de corrente elétrica ao TC dos relés digitais e a parada do teste acontece no momento em que um pacote *ethernet* é recebido, referente aos tráfegos *GOOSE* Normal ou *GOOSE FS-based*.

Tabela 24 – Teste para repetição *GOOSE FS-based* e ajuste de tempo definido

Sequência	Corrente	Início	Fim	tOpNom	Tol-	Tol+	Treal	Status
Seq01	1,50 A	Seq01	GOOSE FS-based	0,250 s	1,00 s	1,00 s	270,40 *ms*	Aprovado
Seq02	2,00 A	Seq02	GOOSE FS-based	0,250 s	1,00 s	1,00 s	283,00 *ms*	Aprovado
Seq03	2,50 A	Seq03	GOOSE FS-based	0,250 s	1,00 s	1,00 s	276,40 *ms*	Aprovado
Seq04	3,00 A	Seq04	GOOSE FS-based	0,250 s	1,00 s	1,00 s	278,50 *ms*	Aprovado
Seq05	3,50 A	Seq05	GOOSE FS-based	0,250 s	1,00 s	1,00 s	263,10 *ms*	Aprovado
Seq06	4,00 A	Seq06	GOOSE FS-based	0,250 s	1,00 s	1,00 s	271,30 *ms*	Aprovado
Seq07	4,50 A	Seq07	GOOSE FS-based	0,250 s	1,00 s	1,00 s	278,80 *ms*	Aprovado
Seq08	5,00 A	Seq08	GOOSE FS-based	0,250 s	1,00 s	1,00 s	276,40 *ms*	Aprovado
Seq09	5,50 A	Seq09	GOOSE FS-based	0,250 s	1,00 s	1,00 s	272,80 *ms*	Aprovado
Seq10	6,00 A	Seq10	GOOSE FS-based	0,250 s	1,00 s	1,00 s	272,10 *ms*	Aprovado
Seq11	6,50 A	Seq11	GOOSE FS-based	0,250 s	1,00 s	1,00 s	271,30 *ms*	Aprovado
Seq12	7,00 A	Seq12	GOOSE FS-based	0,250 s	1,00 s	1,00 s	274,10 *ms*	Aprovado

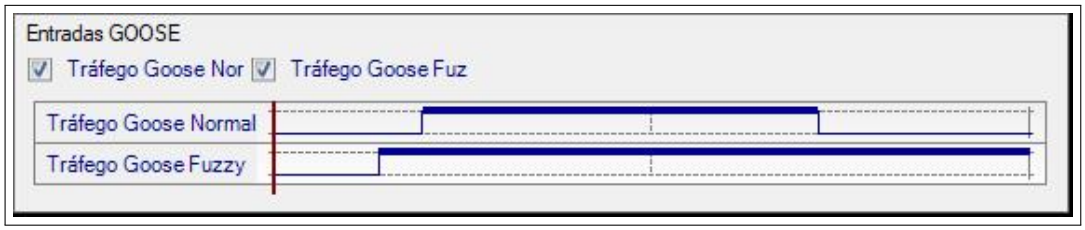
Fonte – o Autor.

Os resultados apresentados nas Tabelas 23 e 24 demonstram que o tráfego *GOOSE*

FS-based com funções de pertinências *Bell-shaped* tem melhor desempenho em relação ao tráfego *GOOSE* Normal, para um ajuste de tempo definido.

São destacadas as sequências de teste Seq03, Seq05, Seq07 e Seq09 para ilustrar as reduções de tempo obtidas devido ao uso do tráfego *GOOSE FS-based* com funções *Bell-shaped*. Na Figura 22 está ilustrada a redução de tempo obtida na sequência 03.

Figura 86 – Teste da sequência 03 para curva de tempo definido e funções *Bell-shaped*



Fonte – o Autor.

O tempo de propagação dos pacotes é cronometrado por meio do testador hexafásico de relés digitais e os valores de tempo referentes à Figura 86 são apresentados na Tabela 25. Para a sequência de teste Seq03 o tráfego *GOOSE FS-based* é mais rapidamente detectado, com diferença de tempo igual a 115,5 *m*s em relação ao tráfego *GOOSE* Normal.

Tabela 25 – Resultados de tempo para a sequência 03

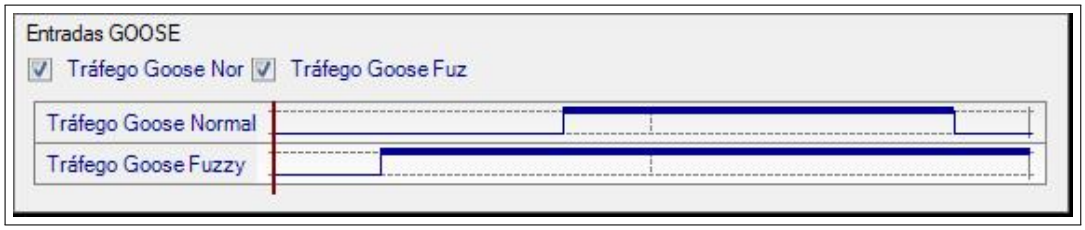
Teste	Início	Fim	TNom	Tol-	Tol+	TReal	Status
01	Seq 03	Tráfego GOOSE Normal	0,250 s	1,00 s	1,00 s	391,90 *m*s	Aprovado
02	Seq 03	Tráfego GOOSE FS-based	0,250 s	1,00 s	1,00 s	276,40 *m*s	Aprovado

Fonte – o Autor.

O Testador hexafásico universal de *IEDs* é configurado para receber os pacotes referentes aos tráfegos *GOOSE* Normal e *GOOSE FS-based*. O decodificador da Mala de Testes identifica os quadros das mensagens, realiza a validação dos atributos lógicos envolvidos e registra o tempo de chegada de cada pacote. Em arranjos elétricos munidos de seletividade lógica radial entre *IEDs* podem ser utilizadas funções de sobrecorrente de tempo definido para a proteção dos circuitos. O ajuste de tempo definido utilizado é de 250 *m*s para os testes do algoritmo *GOOSE FS-based*. Dessa forma, o tempo nominal (TNom) de atuação assume o mesmo valor do ajuste adotado. São estabelecidas tolerâncias de tempo (Tol+, Tol-) de 1,0 s para ou para menos, de modo que o tempo de detecção pacotes *GOOSE* não ultrapasse essa margem de segurança. Na Figura 87 e na Tabela 26 são apresentados os resultados da diferença de tempo

entre os tráfegos *GOOSE* Normal e *GOOSE FS-based*, obtidos na sequência 05.

Figura 87 – Teste da sequência 05 para curva de tempo definido e funções *Bell-shaped*



Fonte – o Autor.

Para a sequência de teste Seq05 o tráfego *GOOSE FS-based* é mais rapidamente detectado, com diferença de tempo acima de 500 *m*s em relação ao tráfego *GOOSE* Normal.

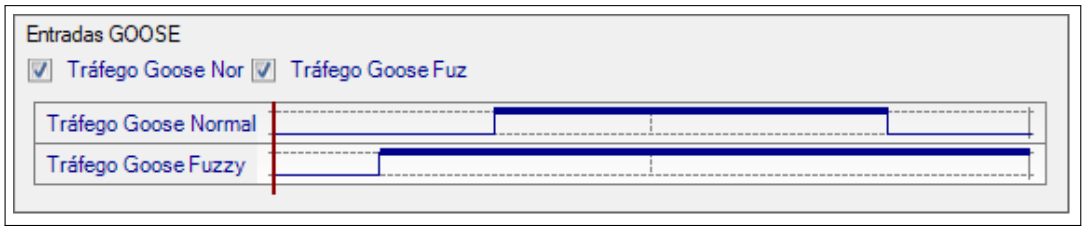
Tabela 26 – Resultados de tempo para a sequência 05

Teste	Início	Fim	TNom	Tol-	Tol+	TReal	Status
01	Seq 05	Tráfego GOOSE Normal	0,250 s	1,00 s	1,00 s	772,50 *ms*	Aprovado
02	Seq 05	Tráfego GOOSE FS-based	0,250 s	1,00 s	1,00 s	263,10 *ms*	Aprovado

Fonte – o Autor.

Na Figura 88 e na Tabela 27 estão os resultados de tempo para a sequência 07.

Figura 88 – Teste da sequência 07 para curva de tempo definido e funções *Bell-shaped*



Fonte – o Autor.

Para a sequência de teste Seq07 o tráfego *GOOSE FS-based* é mais rapidamente detectado, com diferença de tempo igual a 284,5 *m*s em relação ao tráfego *GOOSE* Normal.

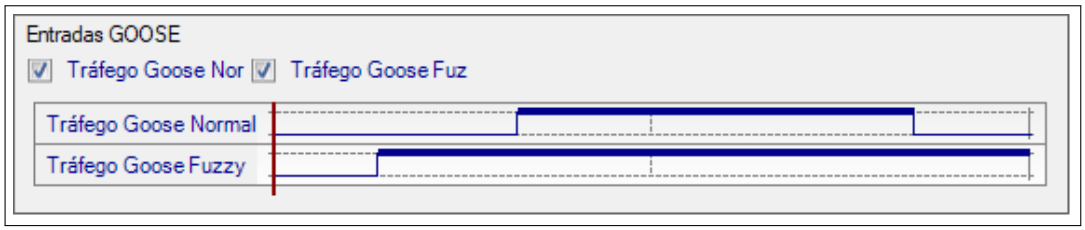
Tabela 27 – Resultados de tempo para a sequência 07

Teste	Início	Fim	TNom	Tol-	Tol+	TReal	Status
01	Seq 07	Tráfego GOOSE-Normal	0,250 s	1,00 s	1,00 s	563,30 *ms*	Aprovado
02	Seq 07	Tráfego GOOSE FS-based	0,250 s	1,00 s	1,00 s	278,80 *ms*	Aprovado

Fonte – o Autor.

É importante destacar, que o intervalo máximo entre os pacotes em tráfego *GOOSE* Normal é configurado em 2000 *m*s e o comportamento em rajada é observado no momento em que há mudança no estado lógico de algum parâmetro monitorado pelo *IED*. Para o tráfego *GOOSE FS-based*, a velocidade da repetição de pacotes do *IED* imediatamente a jusante é adaptativa conforme as entradas do sistema *Fuzzy* (corrente elétrica circulante no *IED* imediatamente a montante, tempo nominal de operação associado ao *IED* imediatamente a montante). O tráfego *GOOSE FS-based* deve ter maior benefício em sistemas que utilizam pacotes com *TTL* reduzido. Na Figura 89 e na Tabela 28 são apresentados os resultados de tempo para a sequência 09.

Figura 89 – Teste da sequência 09 para curva de tempo definido e funções *Bell-shaped*



Fonte – o Autor.

Para a sequência de teste Seq09 o tráfego *GOOSE FS-based* é mais rapidamente detectado, com diferença de tempo igual a 385,9 *m*s em relação ao tráfego *GOOSE* Normal.

Tabela 28 – Resultados de tempo para a sequência 09

Teste	Início	Fim	TNom	Tol-	Tol+	TReal	Status
01	Seq 09	Tráfego GOOSE Normal	0,250 s	1,00 s	1,00 s	658,70 *m*s	Aprovado
02	Seq 09	Tráfego GOOSE FS-based	0,250 s	1,00 s	1,00 s	272,80 *m*s	Aprovado

Fonte – o Autor.

Vale ressaltar, que as reduções de tempo obtidas possibilitam o desligamento mais rápido dos disjuntores associados aos *IEDs*, favorecendo a vida útil das instalações e a estabilidade do sistema elétrico. Os testes são realizados com pacotes de *TTL* igual a 48 *m*s para ambos os tipos de tráfego *GOOSE*. Nas Figuras 86 a 89 é evidenciada a expiração do tempo de vida dos pacotes em tráfego *GOOSE* Normal. O sinal lógico referente ao tráfego *GOOSE FS-based* permanece alto durante toda a sequência de teste, devido a maior taxa de amostragem dos pacotes *GOOSE*. Os resultados demonstram que para sistemas de proteção munidos de seletividade lógica radial entre relés digitais e onde são utilizados pacotes com *TTL* reduzido, é melhor que o tráfego *GOOSE* seja adaptativo conforme o sistema *Fuzzy*.

5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Essa dissertação apresentou conceitos teóricos e práticos sobre a evolução dos esquemas elétricos de proteção, baseados na norma *IEC 61850*. Destacou-se a utilização dos relés digitais (*IEDs*) para proteger os equipamentos e instalações do Sistema Elétrico de Potência (SEP). Os testes para as funções de sobrecorrente temporizada não-direcional (50/51), sobrecorrente direcional (67), diferencial de transformador (87) e de distância (21) demonstraram a calibração devida dos relés digitais. Na cronometragem realizada com o testador universal hexafásico de relés, verificaram-se baixas reduções no tempo de disparo dos *IEDs* que adotam o pacote *GOOSE*, em comparação com aqueles que utilizam relés eletromecânicos auxiliares.

O tempo de eliminação das faltas é um parâmetro crítico dos sistemas de proteção elétrica. O rápido desligamento dos disjuntores associados aos circuitos em contingência, favorece a vida útil dos equipamentos envolvidos, evita a perda de coordenação entre os *IEDs* e ajuda a manter a estabilidade do SEP. Além da redução no tempo de extinção das faltas no sistema elétrico, a utilização da mensagem *GOOSE* ainda é justificada devido aos benefícios de imunidade eletromagnética, redução de perdas técnicas e conformidade com os protocolos de comunicação vigentes. A interoperabilidade entre *IEDs* de diferentes fabricantes, prevista na norma *IEC 61850*, também contribui para onerar menos a aquisição dos dispositivos de proteção.

Apesar dos avanços na fabricação dos relés digitais de proteção, ainda é necessária a completa adequação desses equipamentos às recomendações estabelecidas na norma *IEC 61850*. Os pacotes *Sampled Value* do tipo *0x88ba*, por exemplo, ainda não estão implementados nos relés digitais testados. Os ensaios com parâmetros elétricos digitalizados foram realizados por meio de mensagens *GOOSE* do tipo *0x88b8*, que transportam objetos de dados para a medição elétrica (*Measurements*). As mensagens *Sampled Value* modificadas, usadas para atender aos sistemas digitalizados, puderam ser decodificadas por meio do manipulador de pacotes *Scapy* e devem ser promissoras em relação à economia no uso do cabeamento de cobre nas subestações.

Os algoritmos tradicionais de repetição das mensagens *GOOSE*, previstos na norma *IEC 61850*, orientam o aumento do tráfego de pacotes abruptamente e apenas quando ocorre uma mudança no *status* de algum dos parâmetros monitorados pelos *IEDs*. Com um intervalo de tempo relativamente alto entre os pacotes e a expiração do tempo de vida das mensagens, podem ser gerados atrasos no tempo de disparo dos *IEDs* que são alocados em arranjos de seletividade lógica. Para solucionar esse inconveniente é proposto um novo algoritmo de repetição das mensagens *GOOSE*, baseado em um sistema *Fuzzy Mamdani*.

Nesse caso, o tráfego de pacotes *GOOSE* aumenta gradualmente e de acordo com as entradas do mecanismo de inferência difusa. Os *IEDs* imediatamente a montante fornecem as entradas (corrente elétrica circulante e curva de proteção associada) para os *IEDs* a jusante, que enviam as mensagens *GOOSE* conforme a saída *Fuzzy* calculada. Os pacotes enviados habilitam o desligamento mais rápido dos *IEDs* imediatamente a montante. O algoritmo de repetição *GOOSE FS-based* deve ser melhor aplicado em sistemas maiores, com muitos equipamentos de proteção e cujos pacotes *ethernet* circulantes possuem *TTL* reduzido.

Em se tratando do sistema *Fuzzy* proposto, verificou-se o melhor desempenho das funções de pertinências *Bell-shaped* em comparação com aquelas de formatos triangulares e trapezoidais. Para as funções de pertinências do tipo *Bell-shaped* são obtidos ganhos de tempo médio pouco acima de 500 *m*s e, considerando todos os testes realizados, foi observada uma diminuição média de até 400 *m*s no tempo de atuação do relé P142, quando da interação com o tráfego simulado do *IED* P632, que envia mensagens *GOOSE* conforme a lógica *Fuzzy*.

Para a continuidade dessa pesquisa podem ser consideradas as seguintes abordagens:

- Utilizar uma técnica automática para sintonizar as funções de pertinência do sistema *Fuzzy*. Um algoritmo genético simples pode sintonizar as regras, funções de pertinência e parâmetros do sistema de inferência difusa;
- Implementar a metodologia de tráfego *GOOSE FS-based* apresentada nessa dissertação aos sistemas em anel que utilizam a função de sobrecorrente direcional (67). Considerar o sistema em anel como um agrupamento de sistemas radiais;
- Comparar os resultados de tempo obtidos com os valores típicos dos esquemas de seletividade lógica que são aplicados em subestações reais. Realizar um estudo sobre a seletividade lógica na proteção de distância (21) e aplicar o método de tráfego *GOOSE FS-based* no desligamento dos disjuntores envolvidos;
- Estabelecer de forma sistemática os benefícios da redução no tempo de desligamento dos disjuntores no SEP. Demonstrar as contribuições para a estabilidade do sistema elétrico e para a vida útil dos equipamentos envolvidos;
- Realizar a repetição e o processamento de pacotes em *hardware* mediante plataformas *NetFPGA* (*Network Field Programmable Gate Array*) para evitar os fenômenos de latência, interferência, colisão e perda de pacotes.

Por fim, vale ressaltar que essa pesquisa resultou na publicação do artigo Lima *et al.* (2017) no Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente (SBAI 2017).

REFERÊNCIAS

ABDOLKHALIG, A. *et al.* Phasor measurement based on iec 61850-9-2 and kalman–filtering. **Measurement**, Elsevier, v. 50, p. 126–134, 2014.

ADEWOLE, A. C.; TZONEVA, R. Impact of iec 61850-9-2 standard-based process bus on the operating performance of protection ieds: Comparative study. **IFAC Proceedings Volumes**, Elsevier, v. 47, n. 3, p. 2245–2252, 2014.

ALI, N. *et al.* Accelerating the protection schemes through iec 61850 protocols. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 102, p. 189–200, 2018.

ALI, N. H. *et al.* Comparisons process-to-bay level peer-to-peer network delay in iec 61850 substation communication systems. **Journal of Electrical Systems and Information Technology**, Elsevier, v. 1, n. 3, p. 266–275, 2014.

ALSTOM. **Network Protection & Automation - Protective Relays, Measurement & Control**. [S.l.]: ALSTOM GRID, 2011.

APOSTOLOV, A. To goose or not to goose? - that is the question. p. 583–596, March 2015.

APOSTOLOV, A.; VANDIVER, B. Iec 61850 goose applications to distribution protection schemes. p. 178–184, April 2012.

ARNOLD, T. *et al.* Performance testing and assessment of multi-vendor protection schemes using proprietary protocols and the iec 61850 standard. p. 284–290, Aug 2015. ISSN 2166-059X.

BURKART, D. *et al.* If you cannot test it, you cannot use it-iec 61850 goose system designed with testing in mind. p. 1–9, 2017.

CAMINHA, A. C. **Introdução à proteção dos sistemas elétricos**. [S.l.]: E. Blucher, 1977.

CARMO, U. *et al.* Iec 61850 traffic analysis in electrical automation networks. p. 466–471, Nov 2015.

CIECHANOWICZ, J.; REBIZANT, W. Distance protection testing in an iec 61850 environment. p. 1–5, Sept 2016.

COMER, D. E. **Interligação de Redes com TCP/IP - Princípios e Protocolos**. fifth. [S.l.]: Campus, 2006. v. 1.

CONPROVE. **Conprove Test Center (CTC) Manual de utilizacao dos softwares**. Uberlandia-MG-Brasil: Conprove Engenharia, 2015.

DAS, N. *et al.* Process-to-bay level peer-to-peer network delay in iec 61850 substation communication systems. p. 1–6, Sept 2013.

ELKHADIRI, S.; ELMENZHI, P. L.; LYHYAOUI, P. A. Fuzzy logic control of dfig-based wind turbine. p. 1–5, April 2018.

GARCÍA-GRACIA, M. *et al.* Novel protection scheme based on iec61850. **Electric Power Systems Research**, Elsevier, v. 81, n. 12, p. 2178–2187, 2011.

GEORG, H. *et al.* Performance evaluation of time-critical communication networks for smart grids based on iec 61850. p. 3417–3422, 2013.

GIUSTINA, D. D. *et al.* Smart grid automation based on iec 61850: An experimental characterization. **IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement**, IEEE, v. 64, n. 8, p. 2055–2063, 2015.

GIUSTINA, D. D. *et al.* Automation of distribution grids with iec 61850: A first approach using broadband power line communication. **IEEE Transactions on instrumentation and measurement**, IEEE, v. 62, n. 9, p. 2372–2383, 2013.

HEWITSON, M. B. R. B. L. G. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. first. [S.l.]: Elsevier, 2004. v. 1.

HOGA, C.; WONG, G. Iec 61850: open communication in practice in substations. p. 618–623, 2004.

HOYOS, J. *et al.* Exploiting the goose protocol: A practical attack on cyber-infrastructure. p. 1508–1513, 2012.

HUANG, W. A practical guide of troubleshooting iec 61850 goose communication. p. 1–8, 2017.

IEC 61850-1. **Communication Networks and Systems in Substations, Part 1: Introduction and Overview**. Geneva: IEC, 2013.

IEC 61850-10. **Communication networks and systems in substations, Part 10: Conformance testing**. Geneva: IEC, 2013.

IEC 61850-2. **Communication networks and systems in substations, Part 2: Glossary**. Geneva: IEC, 2013.

IEC 61850-3. **Communication Networks and Systems in Substations, Part 3: General requirements**. Geneva: IEC, 2013.

IEC 61850-4. **Communication Networks and Systems in Substations, Part 4: System and project management**. Geneva: IEC, 2013.

IEC 61850-5. **Communication networks and systems in substations, Part 5: Communication requirements for functions and device models**. Geneva: IEC, 2013.

IEC 61850-6. **Communication networks and systems in substations, Part 6: Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs**. Geneva: IEC, 2013.

IEC 61850-7-1. **Communication networks and systems in substations, Part 7-1: Basic communication structure for substation and feeder equipment – Principles and models Reference**. Geneva: IEC, 2013.

IEC 61850-7-4. **Communication networks and systems in substations, Part 7-4: Basic communication structure for substation and feeder equipment – Compatible logical node classes and data classes Reference**. Geneva: IEC, 2013.

IEC 61850-8-1. **Communication networks and systems in substations, Part 8-1: Specific Communication Service Mapping (SCSM) – Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3**. Geneva: IEC, 2013.

IEC 61850-9-1. **Communication networks and systems in substations, Part 9-1: Specific Communication Service Mapping (SCSM) – Sampled values over serial unidirectional multidrop point to point link Reference**. Geneva: IEC, 2013.

IEC 61850-9-2. **Communication networks and systems in substations, Part 9-2: Specific Communication Service Mapping (SCSM) – Sampled values over ISO/IEC 8802-3**. Geneva: IEC, 2013.

IRAM, N.; ZAFAR, S.; ZAHRA, R. Web content readability evaluation using fuzzy logic. p. 1–8, Feb 2018.

JAFARY, P. *et al.* Secure layer 2 tunneling over ip for goose-based logic selectivity. p. 609–614, March 2017.

JURIŠIĆ, G. *et al.* Laboratory test bed for analyzing fault-detection reaction times of protection relays in different substation topologies. **Energies**, MDPI, v. 11, n. 9, p. 2482, 2018.

KARIYAWASAM, S. *et al.* Investigation of using iec 61850-sampled values for implementing a transient-based protection scheme for series-compensated transmission lines. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 33, n. 1, p. 93–101, Feb 2018. ISSN 0885-8977.

KELLER, J. M.; LIU, D.; FOGEL, D. B. Basic fuzzy set theory. Wiley-IEEE Press, p. 400–, 2016.

KINDERMANN, G. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. second. Florianópolis-SC: UFSC-EEL, 2005. v. 1-2.

KOBAYASHI, T. H. *et al.* Using a packet manipulation tool for security analysis of industrial network protocols. p. 744–747, Sept 2007. ISSN 1946-0740.

KRIGER, C. *et al.* A detailed analysis of the goose message structure in an iec 61850 standard-based substation automation system. **International Journal of Computers Communications & Control**, v. 8, n. 5, p. 708–721, 2013.

KUMAR, S. *et al.* Performance evaluation of data transmission in a single and double bus network within the utility substation based on iec 61850. In: **2014 IEEE PES General Meeting | Conference Exposition**. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1–5. ISSN 1932-5517.

KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. first. [S.l.]: McGraw-Hill, 1993. v. 1.

LILLY, J. H. Basic concepts of fuzzy sets. Wiley-IEEE Press, p. 11–26, 2010.

LIMA, F. B. *et al.* Coordenacao do trafego de mensagens goose utilizando a logica fuzzy. Portella, Campus Universitario Ministro Petronio, 2017.

LOPES, Y. *et al.* Geese: A traffic generator for performance and security evaluation of iec 61850 networks. p. 687–692, June 2015. ISSN 2163-5137.

MACKIEWICZ, R. E. Overview of iec 61850 and benefits. p. 623–630, 2006.

MAMEDE, J. F.; RIBEIRO, D. M. **Proteção de sistemas elétricos de potência**. [S.l.]: Grupo Gen-LTC, 2016.

MASON, C. R. **The Art and Science of Protective Relaying**. [S.l.]: John Wiley e Sons, 1956.

MOMOH, J. A. **Electric Power Distribution, Automation, Protection, and Control**. first. [S.l.]: CRC Press, 2007. v. 1.

MORETO, M.; CIESLAK, D. A. G. Fuzzy inference system to automatic fault classification in power plants. **IEEE Latin America Transactions**, IEEE, v. 14, n. 2, p. 746–751, 2016.

OLIVEIRA, L. B. *et al.* Managed ethernet switches performance over iec 61850 networks: Applications with high traffic flow. p. 1–6, March 2016.

OMICRON. https://www.omicronenergy.com/en/overview iec 61850. sep 2017.

PEREIRA *et al.* Investigação do funcionamento do barramento de processos (iec 61850-9-2) uma abordagem prática. 2011.

PEREIRA, P. S. *et al.* A evolução dos esquemas de proteção com a adoção da norma iec 61850 e o advento da interoperabilidade. 2015.

PEREIRA, P. S. *et al.* Experimento de sobrecarga com 15.000 mensagens goose por segundo em uma rede iec 61850 e a investigação de suas consequências. **Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, XX SNPTEE**, 2009.

RAHMAN, M.; ISHERWOOD, N.; OO, A. Multi-agent based coordinated protection systems for distribution feeder fault diagnosis and reconfiguration. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 97, p. 106–119, 2018.

REBIZANT, W. *et al.* Coordination of overcurrent protection relays in networks with superconducting fault current limiters. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 95, p. 307–314, 2018.

RUSH, P. **Proteção e Automação de Redes - Conceito e Aplicação**. first. [S.l.]: Editora Edgard Blücher, 2011. (Schneider Electric).

SCHNEIDER, E. **MICOM P14x Feeder Management Relay**. Paris: Electric Schneider, 2014.

SERGIO, P. *et al.* Investigação do funcionamento do barramento de processos (iec 61850-9-2) uma abordagem prática. 2011.

SIMÕES, M. G.; SHAW, I. S. **Controle e modelagem fuzzy**. São Paulo: Blücher/FAPESP, 2014.

TANSCHEIT, R. Sistemas fuzzy. **Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro**, 2004.

TR/IEC 60255-1. **Iec 60255-1 Measuring Relays and Protection Equipment - Part 1: Common**. Geneva: IEC, 2009.

YAZDANINEJADI, A. *et al.* Protection coordination of directional overcurrent relays: new time current characteristic and objective function. **IET Generation, Transmission Distribution**, v. 12, n. 1, p. 190–199, 2018. ISSN 1751-8687.

ZHAI, G. *et al.* Development of power system relay protection experiment in e-learning. **Procedia Engineering**, Elsevier, v. 29, p. 2975–2979, 2012.

ZIV. **Integrated Protection, Control & Metering IED Instructions Manual**. Parque Tecnológico, 210 48170 Zamudio (Bizkaia) Apartado 757 48080 Bilbao - Spain, 2012.

APÊNDICE A – ALGORITMO DE TRÁFEGO *GOOSE FS-BASED*

Código-fonte 7 – 1º trecho do algoritmo de repetição *GOOSE FS-based*

```
from scapy.all import *
import matplotlib
import matplotlib.pylab
import numpy
import codecs
import struct
import math
N_POINTS = 500
def bellFunc01(a, b, c, x):
    if 0<=x and x <= 7:
        y4 = (1/(1+((abs((x-c)/(a)))**(2*b))))
    return y4
def bellFunc02(a, b, c, x):
    if 0<=x and x <= 7:
        y5 = (1/(1+((abs((x-c)/(a)))**(4*b))))
    return y5
def bellFunc03(a, b, c, x):
    if 0<=x and x <= 7:
        y6 = (1/(1+((abs((x-c)/(a)))**(2*b))))
    return y6
def bellFunc04(a, b, c, x):
    if 0<=x and x <= 16:
        y7 = (1/(1+((abs((x-c)/(a)))**(2*b))))
    return y7
def bellFunc05(a, b, c, x):
    if 0<=x and x <= 16:
        y8 = (1/(1+((abs((x-c)/(a)))**(2*b))))
    return y8
```

Código-fonte 8 – 2º trecho do algoritmo de repetição *GOOSE FS-based*

```
def bellFunc06(a, b, c, x):
    if 0<=x and x <= 16:
        y9 = (1/(1+((abs((x-c)/(a)))**(2*b))))
    return y9
def bellFunc07(a, b, c, x):
    if 4<=x and x <= 20:
        y10 = (1/(1+((abs((x-c)/(a)))**(2*b))))
    return y10
def bellFunc08(a, b, c, x):
    if 4<=x and x <= 20:
        y11 = (1/(1+((abs((x-c)/(a)))**(2*b))))
    return y11
def bellFunc09(a, b, c, x):
    if 4<=x and x <= 20:
        y12 = (1/(1+((abs((x-c)/(a)))**(2*b))))
    return y12
def trapezoidFunc(a, m, n, b, x):
    if x < a:
        return 0
    elif x < m:
        return(x-a)/(m-a)
    elif x < n:
        return 1
    elif x < b:
        return (b-x)/(b-n)
    else:
        return 0
def triangleFunc(a, m, b, x):
    return trapezoidFunc(a,m,m,b,x)
def discretize(start, end, number_of_points):
```

Código-fonte 9 – 3º trecho do algoritmo de repetição *GOOSE FS-based*

```
    return numpy.arange(start,end,float((end-start))/
       number_of_points)
def active(u):
    return u > 0.0
def active_list(x,u_functions):
    return filter(lambda u: active(u(x)), u_functions)
def mamdani(ua, ub):
    la = len(ua)
    lb = len(ub)
    saida = numpy.fromfunction(lambda i,j: numpy.minimum(ua
       [i],ub[j]),(la,lb),dtype=int)
    return saida
def pkt_callback(pkt):
# Entrada para a Variavel Corrente Eletrica no TC #
  def itc_baixa(x):
    return bellFunc01(1.80,1.80,0.25,x)
  def itc_media(x):
    return bellFunc02(0.90,0.90,3.50,x)
  def itc_alta(x):
    return bellFunc03(1.80,1.80,6.75,x)
# Entrada para a Variavel Curva de Protecao #
  def curva_normal_inversa(x):
    return bellFunc04(4.75,4.75,0.50,x)
  def curva_muito_inversa(x):
    return bellFunc05(2.96,2.96,8.00,x)
  def curva_extremamente_inversa(x):
    return bellFunc06(4.75,4.75,15.70,x)
# Saida para a Variavel Velocidade Goose #
  def goose_baixa(x):
    return bellFunc07(4.00,4.00,4.50,x)
```

Código-fonte 10 – 4º trecho do algoritmo de repetição *GOOSE FS-based*

```
def goose_media(x):
  return bellFunc08(3.00,3.00,12.00,x)
def goose_alta(x):
  return bellFunc09(4.00,4.00,19.50,x)
if((len(pkt))>189 and (len(pkt)<194)):
  c = pkt.getlayer(Raw).load
  d1 = (c[(len(pkt)-24):(len(pkt)-20)])
  d2 = (c[(len(pkt)-31):(len(pkt)-27)])
  d3 = (c[(len(pkt)-38):(len(pkt)-34)])
  d4 = (c[(len(pkt)-45):(len(pkt)-41)])
  d5 = (c[(len(pkt)-52):(len(pkt)-48)])
  d6 = (c[(len(pkt)-59):(len(pkt)-55)])
  d7 = (c[(len(pkt)-17):(len(pkt)-14)])
  d8 = (c[(len(pkt)-20):(len(pkt)-17)])
  e = codecs.getencoder( hex )
  f1,f2,f3,f4 = e(d1)[0],e(d2)[0],e(d3)[0],e(d4)[0]
  f5,f6,f7,f8 = e(d5)[0],e(d6)[0],e(d7)[0],e(d8)[0]
  g1 = struct.unpack( !f , f1.decode( hex ))[0]
  g2 = struct.unpack( !f , f2.decode( hex ))[0]
  g3 = struct.unpack( !f , f3.decode( hex ))[0]
  g4 = struct.unpack( !f , f4.decode( hex ))[0]
  g5 = struct.unpack( !f , f5.decode( hex ))[0]
  g6 = struct.unpack( !f , f6.decode( hex ))[0]
  if g6 < 1.0:
   g6 = 1.5
  elif g6 >= 7.0:
   g6 = 7.0
  if f7 == "830100" and f8 == "830100":
     aux = "IEC Normal Inversa"
     t = 0.25*(0.14)/((g6)**0.02-1)
```

Código-fonte 11 – 5º trecho do algoritmo de repetição *GOOSE FS-based*

```
    elif f7 == "830100" and f8 == "830101":
        aux = "IEC Muito Inversa"
        t = 0.25*(13.5)/((g6)-1)
    elif f7 =="830101" and f8 =="830100":
        aux = "IEC Extremamente Inversa"
        t = 0.25*(80)/((g6)**2-1)
    elif f7 == "830101" and f8 == "830101":
        aux = "Tempo Definido"
        t = 0.25
    print("# Parametros Eletricos #")
    print("Corrente eletrica na fase A em amperes")
    print(round(g6,2))
    print("Corrente eletrica na fase B em amperes")
    print(round(g5,2))
    print("Corrente eletrica na fase C em amperes")
    print(round(g4,2))
    print("Tensao eletrica na fase A em volts")
    print(round(g3,2))
    print("Tensao eletrica na fase B em volts")
    print(round(g2,2))
    print("Tensao eletrica na fase C em volts")
    print(round(g1,2))
    print("Curva do IED a montante:")
    print(aux)
    print("Tempo de disparo nominal do IED a montante:")
    print(t)
    if __name__ == "__main__":
# Discretizacao das Entradas #
      x_itc = numpy.linspace(0,7.0,num=N_POINTS)
      x_curva = numpy.linspace(0,16,num=N_POINTS)
```

Código-fonte 12 – 6º trecho do algoritmo de repetição *GOOSE FS-based*

```
# Discretizacao da Saida #
      x_goose = numpy.linspace(4,20,num=N_POINTS)
# Funcoes de Pertinencia Discretizadas #
      itc_baixa_d = numpy.array(map(itc_baixa, x_itc))
      itc_media_d = numpy.array(map(itc_media, x_itc))
      itc_alta_d = numpy.array(map(itc_alta, x_itc))
      curva_normal_inversa_d = numpy.array(map(
         curva_normal_inversa, x_curva))
      curva_muito_inversa_d = numpy.array(map(
         curva_muito_inversa, x_curva))
      curva_extremamente_inversa_d = numpy.array(map(
         curva_extremamente_inversa, x_curva))
      goose_baixa = numpy.array(map(goose_baixa, x_goose))
      goose_media = numpy.array(map(goose_media, x_goose))
      goose_alta = numpy.array(map(goose_alta, x_goose))
# Regras do Processo de Inferencia #
      table=dict([((curva_normal_inversa,itc_baixa),
         goose_baixa),
            ((curva_normal_inversa,itc_media),goose_baixa),
            ((curva_normal_inversa,itc_alta),goose_media),
            ((curva_muito_inversa,itc_baixa),goose_baixa),
            ((curva_muito_inversa,itc_media),goose_media),
            ((curva_muito_inversa,itc_alta),goose_alta),
            ((curva_extremamente_inversa,itc_baixa),
               goose_media),
            ((curva_extremamente_inversa,itc_media),
               goose_alta),
            ((curva_extremamente_inversa,itc_alta),
               goose_alta)])
# Pacote GOOSE #
```

Código-fonte 13 – 7º trecho do algoritmo de repetição *GOOSE FS-based*

```
    prio = Dot1Q(prio=4,id=0,vlan=0)
    prio.fields_desc[3]=XShortEnumField("type",0x88b8,
       ETHER_TYPES)
    ethernet = Ether(dst=  01:0C:CD:01:00:00 ,src=
       64:51:06:1a:49:d7 )
    payload = "\x00\x01\x00~\x00\x00\x00\x00at\x80\
       x18P632System/LLN0$GO$gcb02\x81\x02\x000\x82\
       x18P632System/LLN0$Dataset2\x83\x18P632System/
       LLN0$GO$gcb02\x84\x08\x81\x88\xd0G\r0\xdf*\x85\x01\
       x01\x86\x02\x01\x1f\x87\x01\x00\x88\x01\x02\x89\x01\
       x00\x8a\x01\x01\xab\x03\x83\x01\x01"

    pktgoose = ethernet/prio/payload
    z = 1
    while(z<=1):
                (itc_value,curva_value) = (g6,t)
                active_itcs = active_list(itc_value,[
                   itc_baixa,itc_media,itc_alta]);
                active_curvas = active_list(curva_value,[
                   curva_normal_inversa,curva_muito_inversa,
                   curva_extremamente_inversa])
                valor_final = 0
# Combinacao de Todas as Funcoes Ativadas #
                for active_itc in active_itcs:
                    for active_curva in active_curvas:
# Operador de Minimo para Conectivo e #
                        using_conective_e = min(active_itc(
                           itc_value),active_curva(curva_value
                           ))
                        print ("Mamdani:"),using_conective_e
```

Código-fonte 14 – 8º trecho do algoritmo de repetição *GOOSE FS-based*

```
                    output_function_d = table[(
                        active_curva,active_itc)]
                    after_mamdani = numpy.minimum(
                        using_conective_e,output_function_d
                        )
# Operador de Maximo para Agregacao #
                    valor_final = numpy.maximum(
                        valor_final, after_mamdani)
                max_values_position = map(lambda u: False if
                    u <> max(valor_final) else True,
                   valor_final)
                total_sum=0
                for i in range(len(max_values_position)):
                    if max_values_position[i]:
                       total_sum+=x_goose[i]
                goose_value = total_sum/numpy.sum(
                   max_values_position)
                print (goose_value)
                y = goose_value
                u = int(math.ceil(y))
                cont = 0
                while(cont<1):
                  for w in range(u):
                    sendp(pktgoose,iface = "ens4")
                    time.sleep(1/u)
                    cont = cont+1
                  print( # Pacotes Enviados #: ,cont)
                print(g6,t)
                z = z+1
sniff(iface="ens4",prn=pkt_callback, filter="", store=0)
```