

Análise Comparativa da Aplicação das Metodologias de Proteção Salva Fusível e Queima Fusível no Desempenho das Redes Elétricas de Distribuição

Iury F. Aiello*, Carlos A. Carneiro**, Juan C. Cebrian***

* Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho"- UNESP, Sorocaba, SP 18087-180
BR (Tel: +55 (14) 99787-9744; e-mail: iuryaiello@gmail.com.br)

** Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho"- UNESP, Sorocaba, SP 18087-180
e-mail: carlos.carneiro@unesp.br

*** Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho"- UNESP, Sorocaba, SP 18087-180
e-mail: juan.cebrian@unesp.br

Abstract: Currently, electrical utilities use different coordination methodologies in their protection devices to improve the continuity of service to consumers when the grid faces short circuits. In this sense, the fuse-saving scheme allows reducing permanent interruptions and increasing momentary interruptions. This paper aims to compare the distribution network performance for two coordination methodologies, the fuse salving and fuse blowing. For this, a probabilistic methodology is applied to estimate collective reliability indices and financial losses in sensitive consumers to several electrical disturbances in the network during a year. The results show that although the fuse saving methodology improves the collective reliability indices, the financial losses for consumers are dramatically increased. Thus, the inclusion of consumer sensitivity during the selection of coordination methodology allows a better characterization of protective devices in order to minimize negative impacts on consumers.

Resumo: Atualmente, as empresas concessionárias utilizam diversas metodologias de coordenação nos seus dispositivos de proteção com o intuito de melhorar a continuidade do serviço aos consumidores quando a rede elétrica enfrenta curtos-circuitos. Nesse sentido, a metodologia salva fusível apresenta características de diminuir as interrupções permanentes e aumentar o número de interrupções momentâneas. Sendo assim, este trabalho visa comparar o desempenho da rede de distribuição quando são utilizadas duas metodologias de coordenação, a salva fusível e queima fusível. Para isso, uma metodologia probabilista é utilizada para estimar os indicadores de continuidade coletivos e as perdas financeiras nos consumidores sensíveis para diversos distúrbios elétricos na rede ao longo de um ano. Os resultados mostram que embora a metodologia salva fusível melhore os indicadores de continuidade coletivos, ela aumenta drasticamente as perdas financeiras nos consumidores. Com isso, a inclusão da sensibilidade dos consumidores durante a escolha da metodologia de coordenação permite uma melhor seleção e caracterização dos equipamentos de proteção visando minimizar os impactos negativos nos consumidores.

Keywords: fuse-saving; fuse-blowing; financial losses; coordination; selectivity

Palavras-chaves: salva-fusível; queima-fusível; perdas financeiras; coordenação; seletividade

1. INTRODUÇÃO

Os sistemas atuais de distribuição de energia elétrica têm como um dos objetivos primordiais o fornecimento de energia elétrica de forma contínua aos consumidores finais respeitando critérios de qualidade de energia definidos pelos órgãos reguladores (Craig e Burke, 2009). Sendo assim, as redes elétricas devem ser planejadas de forma eficiente, buscando prever possíveis falhas e descontinuidades no fornecimento de energia.

Contudo, as redes de distribuição são passíveis a enfrentar falhas como consequência de curtos circuitos causados pela exposição das linhas ao meio ambiente. Para reduzir o impacto da propagação de uma falha no sistema elétrico, as

concessionárias de energia utilizam equipamentos de proteção como fusíveis, religadores, disjuntores, entre outros, os quais são configurados seguindo critérios de seletividade e coordenação, junto com algumas das metodologias de proteção “salva fusível” ou “queima fusível” (Küfeoğlu; Lehtonen, 2015). A metodologia “Salva Fusível” utiliza-se de equipamentos com capacidade de religamento. Esta funcionalidade permite que, em casos de defeitos transitórios, uma parte da rede elétrica seja desligada durante determinado intervalo de tempo e, posteriormente, religada o que permite que o sistema seja reenergizando. Caso a falta tenha sido realmente transitória, o sistema continuará ligado, caso contrário, o elo fusível irá queimar isolando a parte defeituosa do sistema até que alguma equipe de manutenção se desloque até o local para solucionar o problema e religar o sistema

(Soudi; Tomsovic, 2001). Por outro lado, a metodologia "Queima Fusível" permite que o elo fusível mais próximo ao defeito queime isolando a região mesmo para faltas transitórias (CPFL, 2016).

As vantagens e desvantagens das metodologias Salva e Queima Fusível foram comentadas por Craig e Burke (2009). Os autores destacam que a metodologia "Salva Fusível" apresenta um menor número de elos fusíveis queimados, ocasionando a diminuição na atuação de equipes de manutenção produzindo assim, melhores indicadores de continuidade. Por outro lado, as suas desvantagens se devem a um aumento no número de desligamentos de curta duração. Em relação à metodologia "Queima Fusível", ela tem como vantagens a menor ocorrência de "religamentos de energia", ou seja, os consumidores a jusante do elo fusível queimado sofrerão com interrupção permanentes de energia. Sua principal desvantagem se dá pela queima de elos fusíveis para faltas temporárias (Ferreira; Bretas; Cardoso, 2010).

Trabalhos existentes na literatura como o de Williams (2006), Craig e Burke (2009), McCarthy e Meisinger (2012) propõem métodos que permitem a avaliação das diferenças entre as metodologias "Queima Fusível" e "Salva Fusível" em termos de qualidade de energia, ou seja, indicadores de continuidade e número de interrupções momentâneas. Estes indicadores permitem orientar as empresas concessionaras de energia na escolha da melhor metodologia de proteção que minimize os impactos negativos aos consumidores instalados nas suas áreas de concessão.

Neste trabalho uma metodologia probabilística é utilizada para avaliar os indicadores de continuidade coletivos em duas situações, ou seja, quando as metodologias "Queima Fusível" e "Salva Fusível" são aplicadas em uma rede elétrica de distribuição. A principal contribuição deste trabalho é mostrar que a seleção de ambas as metodologias de proteção podem influenciar, de forma conjunta, os indicadores de continuidade coletivos e as perdas financeiras relativas a paradas de processo em consumidores sensíveis devido a variações de tensão de curta duração (VTCD), interrupções de curta duração (ICD) e interrupções de longa duração (ILD). Sendo assim, este trabalho compara os efeitos da aplicação de ambas as metodologias do ponto de vista técnico e econômico com intuito de incluir a percepção do consumidor e orientar as concessionárias de energia no planejamento das suas redes elétricas.

2. AVALIAÇÃO PROBABILÍSTICA DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE E FINANCEIROS

Este trabalho usa como base a metodologia proposta por Cebrian, Kagan e Milanovic (2018ab) de forma a avaliar os indicadores de continuidade coletivos e financeiros. A metodologia permite avaliar de forma probabilística os impactos que curtos-circuitos originados nas redes de distribuição impõem sobre os consumidores, principalmente os consumidores industriais sensíveis. Nessa metodologia, os autores abordam separadamente as VTCDs, as ICDs e as ILDs para estimar os seus respectivos impactos nos processos produtivos dos consumidores sensíveis. A metodologia utiliza curvas de distribuição de probabilidade (obtidas a partir de dados históricos e valores recomendados pela literatura) de

cada variável que participa nos curtos-circuitos, ou seja: tipo, posição e impedância de curto-circuito. A abordagem probabilística permite estimar o número de VTCDs, ICDs e ILDs para cada barra da rede elétrica. Esses valores obtidos também podem ser relacionados com as regiões de sensibilidade dos processos produtivos existentes nos consumidores, com isso é possível avaliar o número de paradas de processos (PP) causado por cada um dos três fenômenos estudados (VTCDs, ICD e ILD) dentro de um período, geralmente de um ano. A partir do número de PP por ano é possível estimar as perdas financeiras relativas à parada de processo – PFPP decorrentes de cada evento por consumidor/ano ($PFPP_{VTCD/ano}$, $PFPP_{ICD/ano}$ e $PFPP_{ILD/ano}$), como também as perdas anuais de toda a rede ($PFPP_{total/ano}$).

A metodologia probabilística proposta por Cebrian, Kagan e Milanovic (2018b) é utilizada para avaliar as PFPP de cada consumidor fornecendo, portanto, um indicador financeiro para estimar o comportamento da rede elétrica frente às VTCDs, ICD e ILD. Neste trabalho somente afundamentos de tensão (*sags*, termo usando em inglês) são estudados, deixando as elevações de tensão para futuros trabalhos. Além disso, neste trabalho a metodologia probabilística proposta por Cebrian, Kagan e Milanovic (2018a) é adaptada de forma a avaliar os indicadores de continuidade coletivos FEC e DEC.

2.1 Probabilidade de VTCD e Interrupção

Sendo assim, para uma falta simulada k , avalia-se a corrente de curto-circuito I_{cc_k} . Posteriormente, estima-se o tempo de atuação da proteção que estiver a montante da falta e em função do esquema de proteção adotado. Pela corrente de curto-circuito I_{cc_k} associada às curvas tempo x corrente das proteções, estima-se os tempos de duração de S_{ag} , ICD e ILD, determinados por t_{Sag} (t_1-t_0), t_{ICD} (t_2-t_1) e t_{ILD} (t_3-t_2), respectivamente para a falta k , conforme ilustra a Fig. 1.

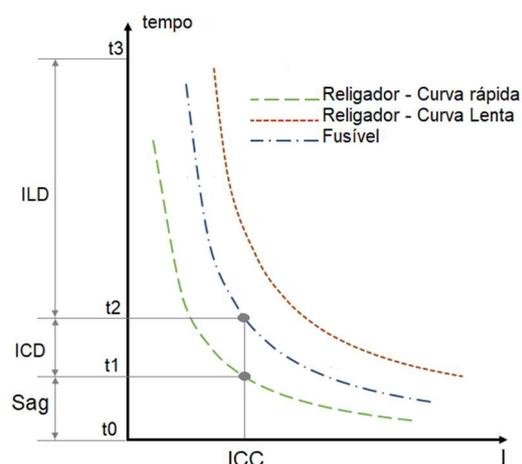


Fig. 1 Tempo de atuação da proteção sobre a curva tempo x corrente da proteção.

A Fig. 2, mostra os tempos de atuação das proteções para uma falta permanente. Para este exemplo, o esquema de coordenação da proteção considerado é o de "salva-fusível". Neste exemplo, a partir da ocorrência da falta em t_0 , a corrente de curto-circuito se desenvolverá até o acionamento do religador em t_1 , com seu tempo de atuação determinado por

sua curva rápida. Durante o período de t_0 a t_1 (duração do afundamento de tensão - t_{sag}) a rede sofrerá com a incidência de afundamento de tensão. Após t_1 , os consumidores que estiverem à jusante do religador sofrerão interrupções de curta duração com tempo de duração dependente do número de religamentos pré-estabelecidos para o religador (a quantidade depende do número de religamentos definidos pela concessionária) até a atuação do fusível em t_7 . A partir de t_7 os consumidores à jusante do fusível sofrerão uma interrupção de longa duração até o instante t_f . O período compreendido entre t_7 e t_f durará até a conclusão dos serviços de manutenção corretiva efetuados pelas equipes de manutenção da concessionária ou, em caso de blocos sem comprometimento da falta, a duração dependerá da transferência desses blocos para outros alimentadores.

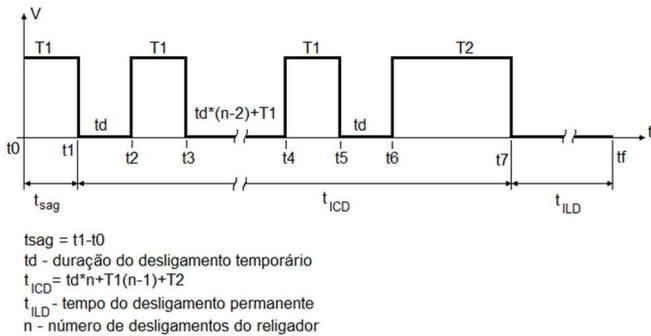


Fig. 2 Tempos de atuação do religamento

Considerando-se um caso real, para uma falta na rede até que a proteção atue a rede enfrentará uma VTCD (afundamentos e elevações de tensão) com uma probabilidade de ocorrência P_{VTCD} . Se a falta se prolongar, algumas barras a jusante de um religador enfrentarão ICD com uma probabilidade P_{ICD} . Se ainda a falta tiver uma duração maior que leve ao acionamento permanente de um equipamento de proteção PD, as barras a jusante de PD enfrentarão ILD com uma probabilidade P_{ILD} . De acordo com a metodologia proposta por Cebrian, Kagan e Milanovic (2018a), a partir da avaliação das $I_{cc,k}$ para cada falta simulada k e dos tempos de atuação da proteção é possível obter os valores de P_{VTCD} , P_{ICD} e P_{ILD} utilizando uma distribuição de probabilidade acumulada de afundamento de tensão P_{SgD} . Nesse trabalho são utilizados valores de P_{SgD} adaptados para a rede de 60 Hz e tempo de transitórios de 1/2 ciclo a partir de Cebrian, Kagan e Milanovic (2018a). Sendo assim, é possível relacionar os valores de P_{VTCD} , P_{ICD} e P_{ILD} considerando que os eventos são independentes, segundo (1):

$$P_{VTCD} + P_{ICD} + P_{ILD} = 1 \quad (1)$$

2.2 Probabilidade de parada de processos

Este trabalho utiliza a metodologia proposta em Cebrian, Kagan e Milanovic (2018a) para avaliar a probabilidade de parada de processo - P_{PP} em um consumidor. Este valor de probabilidade P_{PP} representa uma proporção do número de eventos que realmente podem causar uma falha/parada do processo produtivo do consumidor em relação ao número total de eventos que afetam a rede elétrica. Eventos como curtos circuitos com as mesmas intensidades, porém com diferentes

durações, podem causar VTCDs, ICDs ou ILD no ponto de acoplamento comum (PAC) do consumidor. Contudo, em função da sua magnitude e duração somente uma fração desses eventos podem causar falhas/paradas nos processos dos consumidores. Sendo assim, em (2) é possível segregar as respectivas probabilidades em função de intervalos de tempo para um mesmo evento simulado. Os intervalos de tempo são definidos pelas curvas tempo-corrente dos dispositivos de proteção, assim como apresentados na Fig. 1.

Em (2), T_{IP} é o tempo de imunidade de processo, este valor representa o tempo necessário desde a eminente falha do equipamento que controla um processo produtivo até a real falha desse processo (Bollen et al., 2008). V_{sag} é o valor da tensão residual no PAC do consumidor durante o curto circuito. P_{SgD} é a probabilidade acumulada de duração de afundamentos de tensão que pode ser obtida a partir do tratamento dos dados históricos dos tempos de atuação dos dispositivos de proteção, os quais foram acionados por faltas elétricas (Wämundson, 2007). O termo I_{nPP} representa a incerteza de falha/parada de um processo produtivo quando é afetado por um afundamento de tensão com duração T e magnitude V , a avaliação de I_{nPP} pode ser visto em (3). O comportamento de I_{nPP} é discutido em profundidade em Milanovic e Gupta (2006) e Cebrian, Kagan e Milanovic (2018b). Os autores destacam que a aplicação de I_{nPP} permite obter um melhor entendimento das falhas dos processos produtivos, já que no lugar de utilizar curvas de suportabilidade de tensão (como a CBEMA ou ITIC), é possível utilizar regiões de sensibilidade. Sendo assim, cada região de sensibilidade teria seu respectivo valor de I_{nPP} , ou seja, $I_{nPP} = 0$ quando o processo não é afetado pelo afundamento de tensão, $I_{nPP} = 1$, quando o processo sempre será afetado pelo afundamento e $0 < I_{nPP} < 1$, quando o processo teria uma probabilidade de falha entre zero e um. Sendo assim, em (2), para um consumidor i , os intervalos respectivos são (ver Fig. 2): $[t_0, t_1]$ para $P_{PP(i)}^{VTCD}$; $[t_1, t_7]$ para $P_{PP(i)}^{ICD}$ e $[t_7, t_f]$ para $P_{PP(i)}^{ILD}$.

Em (3), I_{nET} representa a incerteza de falha de cada equipamento que participam no processo produtivo quando é afetado por um afundamento de tensão de magnitude V e duração T (Milanovic e Gupta, 2006). Em função da complexidade do processo produtivo, os equipamentos (contatores, CLPs, inversores de frequência, etc.) podem estar operando em série (m) ou paralelo (n). O efeito conjunto definirá se o processo como um todo apresentará também uma falha/parada.

$$P_{PP(i)}^{VTCD/ICD/ILD} = \int_{T_a}^{T_b} I_{nPP(i)}(t - T_{IP}, V_{sag}) \times P_{SgD}(t) dt \quad (2)$$

$$I_{nPP(i)}(T, V) = 1 - \left[\prod_{i=1}^m (1 - \prod_{j=1}^n I_{nET}(T, V)) \right] \quad (3)$$

2.3 Processo de anualização

O processo e anualização consiste em três passos: i) simular K curtos circuitos ao longo do alimentador; ii) agregar os respectivos valores de P_{VTCD} , P_{ICD} e P_{ILD} em cada barra e os

valores de P_{PP} em cada consumidor para todos os K curtos circuitos simulados e; iii) avaliar o fator N_{anos} que normalize os valores acumulados das probabilidades. O valor de N_{anos} pode ser avaliado usando (4) e (5):

$$N_{prot} = \sum_{k=1}^K P_{ILD(k)} \quad (4)$$

$$N_{anos} = \frac{N_{prot}}{\lambda_{Al} \times d_{Al}} \quad (5)$$

Onde: λ_{Al} representa a taxa de falha para faltas permanentes por km por ano do alimentador analisado; d_{Al} é a extensão total do alimentador (soma do comprimento do tronco e ramais) em km; N_{prot} : representa a probabilidade acumulada de P_{ILD} de todos os K eventos simulados.

Após a divisão dos valores de probabilidade acumulados pelo fator N_{anos} , podem ser obtidos, para cada consumidor i , o número de paradas de processo devido a VTCD, ICD e ILD por ano ($N_{PP/ano(i)}^{VTCD/ICD/ILD}$) respectivamente de (6):

$$N_{PP/ano(i)}^{VTCD/ICD/ILD} = \frac{\left(\sum_{k=1}^K P_{PP(i)}^{VTCD/ICD/ILD} \right)}{N_{anos}} \quad (6)$$

2.4 Avaliação das perdas financeiras

Este trabalho utiliza a metodologia proposta em Cebrian, Kagan e Milanovic (2018b) para avaliar as perdas financeiras $PFPP_{VTCD/ICD/ILD}$ relacionadas a paradas de processos produtivos em decorrência de VTCDs, ICD e ILD. A metodologia insere dois fatores para melhorar a precisão durante a avaliação das $PFPP_{VTCD/ICD/ILD}$, estes são: CIC que representa o custo por interrupção por tipo de consumidor (residencial, comercial, industrial e grandes clientes) e P_{PR} que representa a probabilidade de o processo reiniciar sua operação nominal após a ocorrência de uma parada. Para os consumidores finais, $PFPP_{VTCD/ICD/ILD}$ variam em função do consumo de energia, tipo de atividade, sensibilidade do equipamento, tipos de processos e da duração da interrupção. No caso particular de $PFPP_{ILD}$, essa perda também depende de do desempenho da empresa concessionária em retomar o suprimento de energia nos consumidores afetados pelas faltas permanentes. Esse desempenho pode ser modelado utilizando uma função de probabilidade (P_{DIS}) que pode ser obtida por dados históricos (Ortmeyer, 2010 e; Küfeoğlu e Lehtonen, 2015). A avaliação de $PFPP_{VTCD/ICD/ILD}$ pode ser realizada usando (7)-(11).

$$C_{VTCD/ICD(i)} = \sum_{h=1}^H \left[CIC_{(i)}(T_{PR(h)}) \times P_{PR}(T_{PR(h)}) \right] \quad (7)$$

$$C_{int(i,z)} = \sum_{h=1}^H \left[CIC_{(i)}(t_z + T_{PR(h)}) \times P_{PR}(T_{PR(h)}) \right] \quad (8)$$

$$C_{ILD(i)} = \sum_{z=1}^Z \left[C_{int(i,z)} \times (P_{DIS(z)} - P_{DIS(z-1)}) \right] \quad (9)$$

$$PFPP_{VTCD/ICD(i)} = N_{PP/ano(i)}^{VTCD/ICD} \times C_{VTCD/ICD(i)} \quad (10)$$

$$PFPP_{ILD(i)} = N_{PP/ano(i)}^{ILD} \times C_{ILD(i)} \quad (11)$$

Onde,

h : índice do intervalo de tempo para o processo produtivo em análise

z : índice do intervalo de tempo da função de probabilidade - P_{DIS} ;

$PFPP$ s: a perda financeira relativa à parada de processo para um tipo de evento S;

S: tipo de evento {VTCD, ICD, ILD}

$CIC_{(i)}$: o custo da interrupção do processo do consumidor i ;

T_{PR} : o tempo de reinício de processo após falha (em libras);

P_{PR} : a probabilidade associada ao T_{PR} e

tz : valor da duração da interrupção de fornecimento de energia.

$P_{DIS(z)}$: probabilidade da interrupção de fornecimento de energia no intervalo de tempo z .

2.5 Avaliação dos indicadores de continuidade

Nesse trabalho a avaliação dos indicadores de continuidade é feita de forma probabilística e seus valores são estimados a partir da probabilidade de interrupções de longa duração – P_{ILD} . Sendo assim, a Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC) e a Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) são avaliadas a partir da relação da P_{ILD} anual para curtos circuitos simulados que causaram interrupções permanentes acima de 3 minutos ($P_{ILD-3min(k,i)}$). Em (12), i representa um consumidor atingidos pela interrupção k do conjunto de K curtos circuitos simulados. Em (13) e (14), m é o índice do consumidor e M número de consumidores na rede elétrica. Em (14), T_{int} representa o tempo médio de interrupção que pode ser obtido da curva P_{DIS} . O FEC e o DEC podem ser avaliados pelas equações (12)-(14):

$$N_{ILD3min(m,i)} = \sum_{k=1}^K P_{ILD-3min(k,i)} \quad (12)$$

$$FEC_{ano} = \frac{1}{M} \times \sum_{i=1}^M \left(N_{ILD3min(m,i)} \times \frac{1}{N_{anos}} \right) \quad (13)$$

$$DEC_{ano} = \frac{1}{M} \times \sum_{i=1}^M \left(N_{ILD3min(m,i)} \times T_{int} \times \frac{1}{N_{anos}} \right) \quad (14)$$

3. METODOLOGIA DE SELETIVIDADE E COORDENAÇÃO

Neste trabalho os critérios mínimos para a definição dos fusíveis utilizados são apresentados em (15)-(18) e definidos por Mamede em Proteção de Sistemas Elétricos de Potência (2011). É importante destacar que não foram consideradas características construtivas totais para a definição do dispositivo, como por exemplo corrente de ruptura.

$$I_{elo} < \left(\frac{I_{cc} FT \min}{4} \right) \quad (15)$$

$$I_{elo300"} < I_{cc} FT \min \quad (16)$$

$$I_{elo} \geq 1,5 \times I_c \arg a \quad (17)$$

$$I_{elo,13''} \geq I_{inrush} \quad (18)$$

Onde,

$I_{ccFTmin}$: corrente de curto-circuito monofásica mínima no fim do trecho protegido

$I_{elo300''}$: corrente circulante no elo fusível em 300s

$I_{elo,13''}$: corrente circulante no elo fusível em 0,13s

Neste trabalho para a rede da Fig. 9, definiu-se, dentro do critério salva fusível, o elo fusível 140K como única opção pois é a única que tangencia ambos os limites mínimos e máximos de curto-circuito. A partir da definição do fusível, as curvas de proteção dos demais dispositivos de proteção (religador e disjuntor) podem ser obtidas de (19)–(21) conforme definido por Mamede em Proteção de Sistemas Elétricos de Potência (2011).

$$\text{Normal inversa: } t = \left(\frac{0,14}{I^{0,02} - 1} \right) \times DT \quad (19)$$

$$\text{Muito inversa: } t = \left(\frac{13,5}{I - 1} \right) \times DT \quad (20)$$

$$\text{Extremamente Inversa: } t = \left(\frac{80}{I^2 - 1} \right) \times DT \quad (21)$$

Onde,

t = tempo de atuação do relé e religador (segundos)

DT = ajuste do multiplicador dos tempos

I = corrente circulante/corrente pick-up

Além das curvas mencionadas existem critérios de limitação, conforme mencionado na equação (22) e descritos por Comasseto em Algoritimos Heurísticos de Otimização da Proteção e Manobra em Redes de Distribuição de Energia (2008), fisicamente esta limitação esta atrelada a precisão da seletividade bem como a correta atuação do respectivo dispositivo de proteção.

$$1,5 \times I_c \leq I_{pf} \leq \left(\frac{I_{2\phi F}}{2} \right) \quad (22)$$

Onde,

I_c = corrente de carga no trecho

I_{pf} = corrente de partida de fase

$I_{2\phi F}$ = corrente de curto-circuito bifásica no fim do trecho protegido

Sendo assim, a metodologia proposta neste trabalho para seleção das curvas de proteção segue estes passos:

- passo 1: obtenção de valores de curto-circuito randômicos;
- passo 2: definição dos fusíveis utilizando-se os critérios de curto-circuito e correntes de carga como limitadores (15-18);

- passo 3: definição das curvas dos religadores utilizando-se como limitadores os parâmetros de corrente de carga e curto-circuito bifásico (19-22);

- passo 4: definição das curvas dos relés de proteção a partir dos critérios de seletividade amperimétrica (19-22).

4. RESULTADOS

De forma a poder-se realizar a devida análise comparativa entre as duas metodologias salva e queima fusível, uma rede genérica foi utilizada em ambos os casos (fig. 9). A rede é composta de 90 barramentos, 89 linhas, um transformador (138kV/13,8kV), dois alimentadores principais (AL-1, AL-2), dois religadores independentes RL1 e RL2 (ligados respectivamente aos seus alimentadores principais), dois disjuntores DJ1 e DJ2 com relés “on-board” eletrônicos independentes (ligados respectivamente aos seus alimentadores principais) e ramais derivados dos alimentadores principais com suas respectivas cargas e fusíveis protetivos.

Neste trabalho foram executados 10.000 curtos-circuitos ao longo da rede elétrica seguindo o método Monte Carlo. A taxa de falha utilizada foi de 4,05 faltas/km.ano e um tempo médio de interrupção de $T_{int} = 110$ minutos.

De forma a facilitar-se o entendimento da coordenação e seletividade utilizou-se uma tabela referência onde visualiza-se de forma direta a relação de coordenação entre os dispositivos de proteção conforme a tabela 1.

Tabela 1. Relação de proteção AL-1 e AL-2

| Alimentador | Fusível | Religador | Disjuntor |
|-------------|---------|-----------|-----------|
| AL-1 | F1 | *** | DJ1 |
| AL-1 | F2 | *** | DJ1 |
| AL-1 | F3 | *** | DJ1 |
| AL-1 | F4 | RL1 | DJ1 |
| AL-1 | F5 | RL1 | DJ1 |
| AL-1 | F6 | RL1 | DJ1 |
| AL-1 | F7 | RL1 | DJ1 |
| AL-1 | F8 | RL1 | DJ1 |
| AL-1 | F9 | RL1 | DJ1 |
| AL-1 | F10 | *** | DJ1 |
| AL-1 | F11 | *** | DJ1 |
| AL-1 | F13 | RL1 | DJ1 |
| AL-1 | F14 | RL1 | DJ1 |
| AL-2 | F16 | *** | DJ2 |
| AL-2 | F17 | *** | DJ2 |
| AL-2 | F18 | *** | DJ2 |
| AL-2 | F19 | RL2 | DJ2 |
| AL-2 | F20 | RL2 | DJ2 |
| AL-2 | F21 | RL2 | DJ2 |

Nas figuras 3-6 observa-se as seletividades aplicadas entre os dispositivos de proteção e suas respectivas curvas tempo. Nas figuras 3 e 5 é possível observar que os critérios de seletividade dentro da metodologia salva fusível apresentados no item 3 são plenamente atendidos já que, para os mesmos valores de corrente, é possível observar uma atuação sequencial dos dispositivos propostos ou seja, curva rápida religador, curva rápida elo fusível, curva lenta elo fusível, curva lenta religador e relé de proteção do alimentador, satisfazendo assim, as

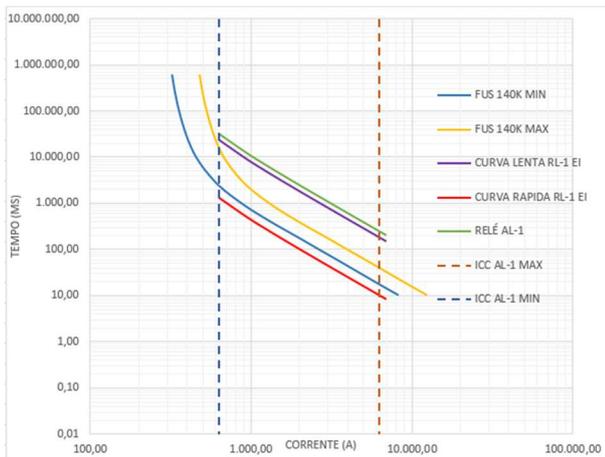


Fig. 3 Curva de seletividade AL-1: metodologia salva fusível

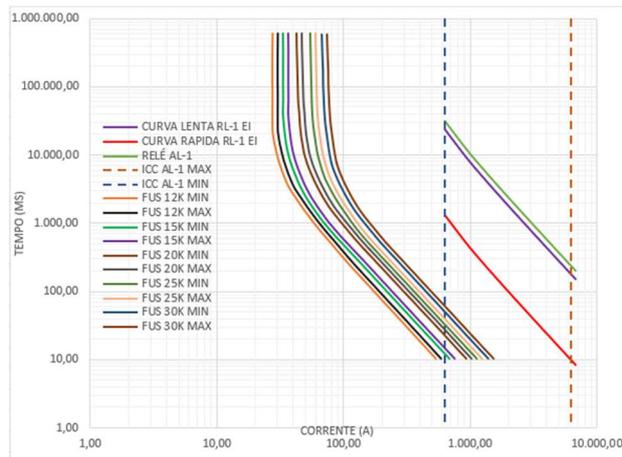


Fig. 4 Curva de seletividade AL-1: metodologia queima fusível

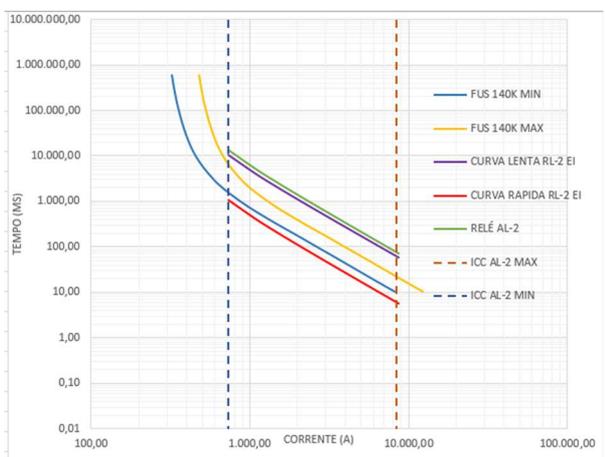


Fig. 5 Curva de seletividade AL-2: metodologia salva fusível

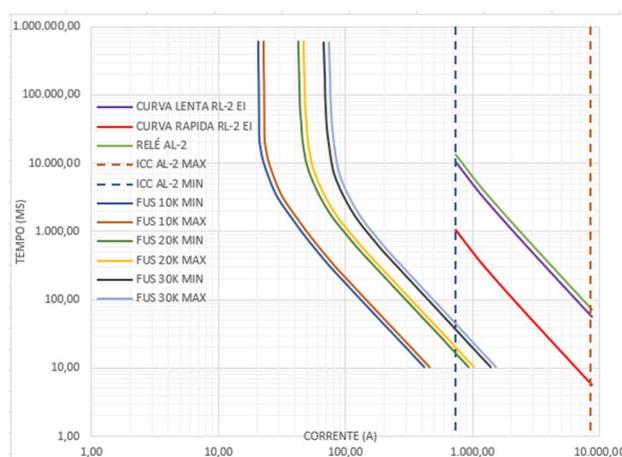


Fig. 6 Curva de seletividade AL-2: metodologia queima fusível

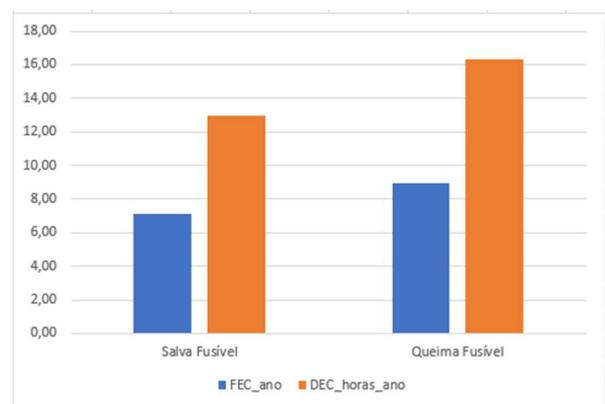


Fig. 7 Valores estimados de FEC e DEC por ano para as metodologias salva e queima fusível.

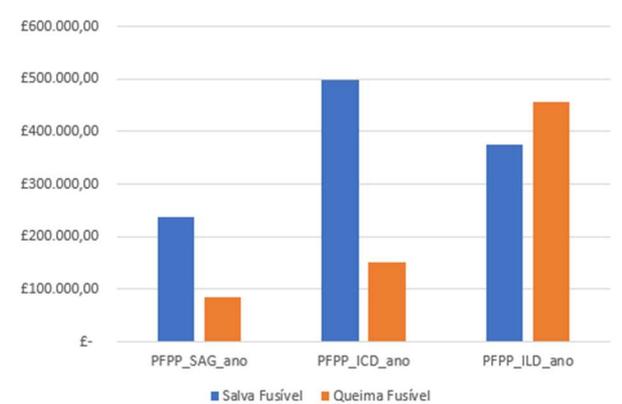


Fig. 8 Perdas financeiras devido a VTCD, ICD e ILD em GBP/ano para as metodologias salva e queima fusível para a rede de 90 barras (em libras).

condições propostas de proteção do elo fusível para faltas momentâneas. Além disso, a Fig. 4 e 6 mostra a relação entre as curvas de proteção na metodologia queima fusível, nessas figuras é possível observar que os religadores e disjuntores atuam como retaguarda para os fusíveis.

A figura 7 mostra os valores dos indicadores de continuidade coletivos FEC e DEC estimados para um período de um ano para a mesma rede de 90 barras, porém quando as metodologias salva e queima fusível são utilizadas pela concessionária de energia. Na figura é possível observar que, tomando como referência a metodologia queima fusível, a

utilização da metodologia salva fusível favorece de forma positiva na diminuição de aprox. 20% em ambos os indicadores.

5. CONCLUSÕES

O artigo apresenta uma abordagem probabilística para a avaliação de indicadores de continuidade coletivos e perdas financeiras em consumidores sensíveis. Estas avaliações são realizadas para duas metodologias de proteção salva e queima fusível. Sendo assim, é possível identificar que a metodologia salva fusível permite melhorar os indicadores de continuidade coletivos, os quais são regulados pela ANEEL, contudo essa metodologia pode aumentar as perdas financeiras nos consumidores como consequência do aumento do número de VTCDs e interrupções momentâneas. Sendo assim, análises mais aprofundadas são necessárias de forma a considerar a criticidade e sensibilidade das cargas dos consumidores a fim de escolher-se a melhor metodologia a ser empregada pela empresa concessionária de energia.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo – FAPESP, processo 2018/20708-1 pelo apoio financeiro para o desenvolvimento deste trabalho.

REFERÊNCIAS

- Bollen, M. et al. (2008). CIGRE/CIREU/UIE JWG C4.110, Voltage dip immunity of equipment in installations. *13th International Conference on Harmonics and Quality of Power*.
- Cebrian, J. C., Kagan, N., Milanovic, J. V. (2018a). Probabilistic Estimation Of Distribution Network Performance With Respect To Voltage Sags And Interruptions Considering Network Protection Setting— Part I: The Methodology. *IEEE Transactions On Power Delivery*, v. 33, n. 1, p.42-51.
- Cebrian, J. C., Kagan, N., Milanovic, J. V. (2018b). Probabilistic Estimation of Distribution Network Performance With Respect to Voltage Sags and Interruptions Considering Network Protection Setting— Part II: Economic Assessment. *IEEE Transactions On Power Delivery*, v. 33, n. 1, p.52-61.
- Comasseto, L. Algoritmos Heurísticos de Otimização da Proteção e Manobra em Redes de Distribuição de Energia (2008).
- CPFL (2016). GED-2012: Proteção de redes áreas de distribuição - sobrecorrente.
- Craig A. O., Burke J. (2009). The Impact of a “Fuse Blow” Scheme on Overhead Distribution System Reliability and Power Quality.
- Ferreira, G. D.; Bretas, A. S.; Cardoso, G. (2010). Optimal Distribution Protection Design Considering Momentary and Sustained Reliability Indices. *Proceedings - International Symposium: Modern Electric Power Systems, MEPS'10*.
- He, H. et al. (2020). A Sensitive Industrial Process Model for Financial Losses Assessment Due to Voltage Sag and Short Interruptions. *IEEE Transactions on Power Delivery*, in press.
- Küfeoğlu, S., Lehtonen, M. (2015). Comparison Of Different Models For Estimating the residential sector customer interruption costs. *Electric Power Systems Research*, [s.l.], v. 122, p.50-55.

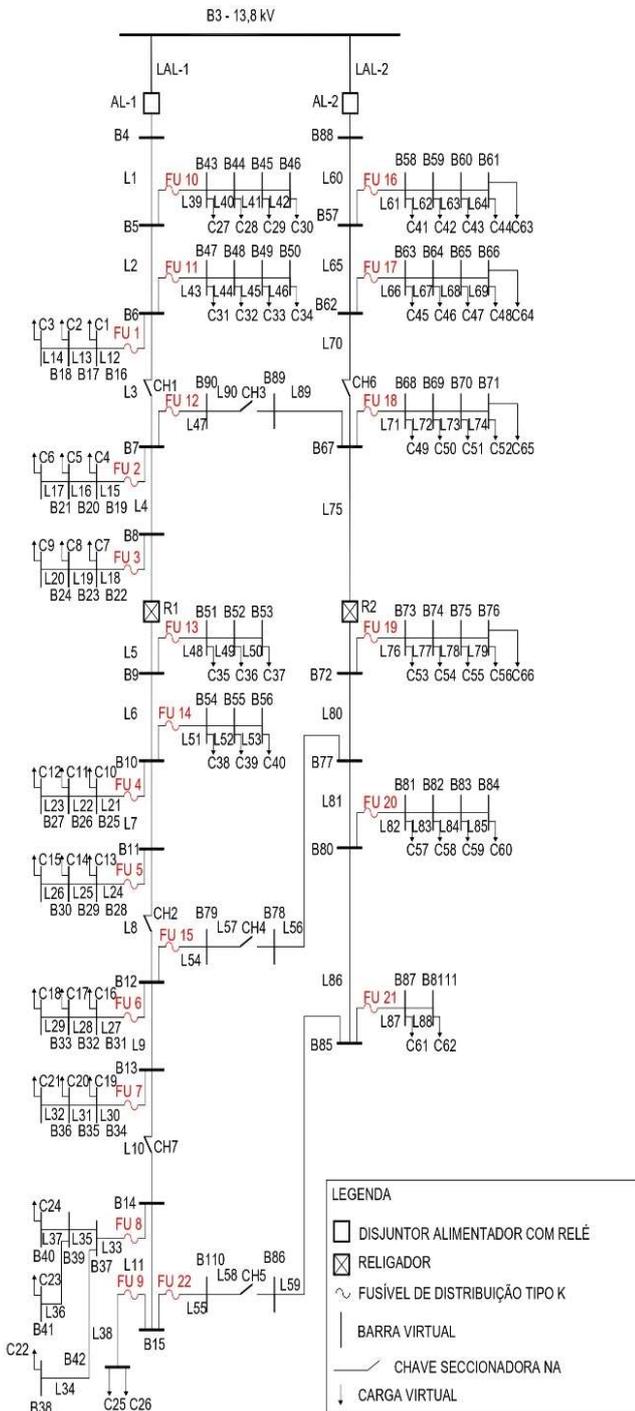


Fig. 9 Rede 90 barras

Em relação as perdas financeiras anuais ocasionadas pelas VTCDs, ICD e ILD em todos consumidores sensíveis da rede de 90 barras, a Figura 8 mostra um comparativo quando a concessionária opta pelas metodologias salva e queima fusível. Na figura é possível observar que, tomando como referência a metodologia queima fusível, a metodologia salva fusível reduz em 18% as PFPP_{ILD}, porém ela causa um aumento de 81% nas PFPP_{VTCD} e de 128% nas PFPP_{ICD}.

- Mamede, D . R. Proteção de Sistemas Elétricos de Potência. (2011).
- McCarthy C.A., Meisinger M.J. (2012). Intelligent Fuse-Saving.
- Milanovic, J.V.; Gupta, C.P. (2006). Probabilistic Assessment of Financial Losses due to Interruptions and Voltage Sags—Part I: The Methodology. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 21, n. 2, p. 918 – 924.
- Ortmeyer, T. H et al. (2010). Evaluation of Sustained and Momentary Interruption Impacts in Reliability-Based Distribution System Design. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 25, n. 4, p. 3133 – 3138.
- Soudi, F., Tomsovic, K. (2001). Optimal Trade-Offs in Distribution Protection Design. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 16, n. 2, p. 292 – 296.
- Wämundson, M. (2007). Calculating voltage dips in power systems using probability distributions of dip durations and implementation of the Moving Fault Node method. Master of Science Thesis, masters program in Electric Power Engineering, Chalmers University of Technology.
- Williams, C., P.E., C.P.Q. (2006). Electronic Fuse Overcurrent Protection.