

Setting of Distance Relays on Lines Considering Weather Conditions from IEEE Standard 738

Diogo A. do Nascimento* Wellington Maycon S. Bernardes*

* *Laboratório de Fontes Alternativas de Energia e Proteção de Sistemas Elétricos, Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia, Minas Gerais, (e-mail: diogo97an@gmail.com, wmsbernardes@ufu.br)*

Abstract: The distance relay is responsible for ensuring the protection and reliability of an electrical system. Some failures may occur due to inaccuracies in the relay setting whether line parameters are not computed in their entirety. Usually, the literature does not discuss the influence of weather conditions on cable temperature, which may change the impedance of a line. Therefore, this work aims to evaluate how electrical current, ambient temperature, wind speed and direction, and line azimuth angle directly affect distance relay adjustment. The modeling has been performed in *Simulink*, comparing the results with a relay without the proper correction. The results figure out possible errors in the operation and unwanted trips.

Resumo: O relé de distância é responsável por garantir a proteção e a confiabilidade de um sistema elétrico. Algumas falhas podem ocorrer devido a imprecisões no ajuste desse relé, se os parâmetros da linha não forem computados em sua totalidade. Normalmente, na literatura não é discutida a influência das condições climáticas na temperatura do cabo, que pode alterar a impedância de uma linha. Portanto, este trabalho tem como objetivo avaliar como a corrente elétrica, a temperatura ambiente, a velocidade e direção do vento e o ângulo do azimute da linha afetam diretamente no ajuste do relé de distância. A modelagem foi realizada no *Simulink*, comparando com um relé sem a devida correção. Os resultados apontam possíveis erros na operação e *trips* indesejados.

Keywords: Distance relays; Protection; IEEE 738; Weather Conditions; Temperature.

Palavras-chaves: Relés de distância; Proteção; IEEE 738; Condições ambientais; Temperatura.

1. INTRODUÇÃO

O relé de distância exerce um papel importante na proteção do sistema elétrico. Conforme estudado em Anderson (1995), esse relé fiscaliza uma linha tomando como referência a sua impedância, onde seu valor é equivalente à extensão do fragmento da linha protegido. Assim, é possível obter uma relação linear entre a dimensão da linha e a impedância. Tipicamente, quando acontece um curto-circuito, o módulo da impedância elétrica pode ser alterado. Assim sendo, é possível detectar falhas na rede através da impedância da mesma, além de estimar o trecho da linha onde aconteceu tal defeito.

Conhecer com mais exatidão os parâmetros da rede é cada vez mais necessário. Valores nominais de parâmetros como corrente e impedância, que não levam em consideração à variação proporcionada pelos efeitos climáticos podem ocultar a real capacidade de potência do circuito elétrico. Dentro de *smart grids*, o limite térmico dinâmico pode ser usado em linhas alterando sua ampacidade usando previsão de condições meteorológicas, bem como aperfeiçoar a capacidade do curcuito (melhor fluxo de potência), com menor corte de carga. É possível ainda ter um ajuste da proteção mais eficaz levando em conta esse mecanismo. Ainda há existência de métodos que identificam em tempo real e com segurança as características de operação do trecho em função das condições ambientais, podendo pos-

tergar investimentos ou evitar a saída prematura de carga (Fernandez et al. (2016); Morozovska and Hilber (2017)).

É bem sabido que relés de distância são largamente usados em linhas de transmissão. A relação R/X desse tipo de linha é baixa, onde a resistência pode ser desprezada para estudos. Todavia, propostas proeminentes apontam o uso também em sistemas menores (distribuição) como visto em Tsimtsios et al. (2019), no intuito de contornar problemas oriundos da geração distribuída.

As variáveis meteorológicas velocidade e direção do vento, radiação solar e temperatura ambiente influenciam termicamente no condutor, alterando sua impedância e ampacidade conforme IEEE (2013); Bhattarai et al. (2018); CIGRÉ (2014) e Fan et al. (2019). Em outros estudos, a influência de ventos foi estudada para analisar estruturalmente as forças resultantes dos condutores aéreos de torres de transmissão (Teixeira (2017)), bem como em Carvalho et al. (2016). Esse último instala uma estrutura completa de monitoramento com sensores e *dataloggers*. Além do efeito do vento, Van Dyke et al. (2008) e Chen et al. (2018) estudam as possíveis vibrações e outros efeitos dinâmicos provocados pela neve na linha de transmissão. Dabbaghjamanesh et al. (2020) investiga a sensibilidade da integração de energia renovável no gerenciamento energético estocástico de micro-redes considerando o limite térmico dinâmico.

Diversos setores estão preocupados com a resiliência do sistema elétrico frente aos distúrbios provocados pelos eventos meteorológicos. Tipicamente, as concessionárias não incorporam dados dessa natureza nas análises e correlações matemáticas (Chen and Kezunovic (2017); Panteli et al. (2015)), inclusive na área de proteção de linhas de transmissão. Essas redes elétricas se localizam em áreas mais afastadas, mas é uma proposta promissora devido aos avanços tecnológicos na área de *Internet of Things*, melhoria da integração das informações extraídas de radares e modernização da rede de comunicação em termos de processamento (Wydra et al. (2019)). Jiang et al. (2020) estuda a posição e quantidade ótima de sensores, usando otimização por enxame de partículas binário modificado, para a vigilância de dados meteorológicos em tempo real em uma linha de transmissão de 161 kV. Destaca-se ainda que países como Estados Unidos e Austrália têm experimentado variações consideráveis em suas condições climáticas ao longo de determinado período (Qu et al. (2014); Pyrgou et al. (2019); Amasifen et al. (2014)).

1.1 Contribuições

Como o ajuste do relé é feito unicamente em função da impedância da linha, quaisquer alterações em sua magnitude afetam diretamente a precisão do sistema de proteção. Portanto, o objetivo deste artigo é entender como a impedância, e por consequência, a precisão do relé de distância podem ser comprometidos por fatores climáticos, tais como: mudanças na temperatura ambiente, velocidade dos ventos que passam nos condutores aéreos e posição geográfica (latitude e longitude). Para simular o funcionamento do relé de distância sob cenários diferentes, utilizou-se a plataforma *Simulink* do *MATLAB*, modelando um dispositivo mais preciso frente às variáveis propostas.

Normalmente não é muito visto na literatura o ajuste de relés de distância levando em consideração a Norma 738 IEEE (2013) (Paladhi and Pradhan (2018); Rao et al. (2020); Tasdighi and Kezunovic (2016)). Além disso, é enfatizado que o desenvolvimento de um modelo no *Simulink* não é algo trivial, sendo requerida certa experiência na plataforma para a implementação da rede estudada. Enfatiza-se que o dispositivo de proteção a ser implementado não é nativo do *Simulink*. Assim, pode afirmar que a principal contribuição deste artigo para com a comunidade científica é a elaboração de um sistema capaz de ajustar relés de distância considerando a variação dos parâmetros de uma LT em diferentes condições climáticas sob IEEE 738.

A Seção 2 retrata como diversas variáveis climáticas influenciam na temperatura e na impedância elétrica do cabo condutor da linha de transmissão. A Seção 3, por sua vez, apresenta a modelagem matemática da pesquisa desenvolvida. Já a Seção 4 expõe os resultados práticos obtidos por meio de simulações e cálculos computacionais. Por fim, a Seção 5 está reservada para as conclusões finais.

2. PROBLEMA - EFEITO TÉRMICO E PARÂMETROS PRINCIPAIS

A temperatura final do condutor exerce influência direta no valor de sua resistência, e consequentemente, na magnitude de sua impedância. Sendo assim, essa seção tem como

objetivo relacionar os ganhos e supressões de calor de um condutor com a mudança de sua temperatura, e assim, analisar qual o impacto em sua impedância. Inicialmente, a relação temperatura *versus* resistência pode ser melhor compreendida através da Equação 1.

$$R_T = R_{T_0} \times [1 + \alpha \times (T - T_0)] \quad (1)$$

Onde:

- R_T é a resistência do cabo à temperatura terminal;
- R_{T_0} é a resistência do material à temperatura inicial;
- α é o coeficiente de temperatura;
- T é o valor da temperatura terminal do cabo e;
- T_0 é o valor da temperatura inicial do cabo.

Conforme Bockarjova and Andersson (2007), condutores de alumínio – amplamente utilizados no setor elétrico, devido ao elevado custo-benefício – assumem $\alpha = 0,0039 K^{-1}$.

Para preparar a equação do balanço de calor de um condutor, é necessário ter ciência das principais maneiras das quais esse condutor perde ou ganha calor. O padrão adotado pela IEEE (2013) pode ser apreciado através da Equação 2.

$$q_j + q_s = q_c + q_r \quad (2)$$

Onde:

- q_j é o acréscimo de calor pelo efeito *Joule*;
- q_s é o acréscimo de calor pela radiação solar;
- q_c é o decréscimo de calor pela convecção térmica e;
- q_r é o decréscimo de calor pela irradiação.

Em primeiro plano, destaca-se o acréscimo de calor por efeito *Joule*, representado pela variável q_j . É sabido que a simples circulação de corrente elétrica num condutor ocasiona o ganho de calor por esse efeito. Para computar esse ganho de calor, veja a Equação 3.

$$q_j = I^2 \times R \quad (3)$$

Ao analisá-la, é possível concluir que, se o módulo da corrente elétrica que perpassar o cabo for elevado, também será alto o ganho de calor pelo fenômeno Joule.

A variável q_s , no que lhe concerne, pode ser obtida por meio da Equação 4.

$$q_s = \alpha \times Q_s \times D_0 \times \text{sen}(\theta) \quad (4)$$

Onde:

- α é o fator de absorção solar – sem dimensão;
- Q_s é o fluxo total de calor solar [W/m^2];
- D_0 é o diâmetro do cabo condutor [m] e;
- θ associa informações geográficas da linha de transmissão [$^\circ$].

A variável θ depende diretamente de parâmetros como ângulo de elevação solar, ângulo azimutal da linha de transmissão e ângulo azimutal do Sol. O cálculo explícito de q_s está melhor disposto em Nascimento (2020).

Ainda conforme a Equação 2, tem-se a variável q_c , que, consoante a IEEE (2013), pode suceder de duas maneiras diferentes, seja através da convecção natural ou da forçada. A convecção natural ocorre quando não há incidência de ventos. O cálculo de tal parâmetro depende diretamente de variáveis como densidade do ar, diâmetro do condutor, temperatura do condutor e temperatura ambiente. Em contrapartida, tem-se a convecção forçada, que é calculada principalmente através da velocidade e do ângulo de incidência dos ventos. A Norma estabelece duas fórmulas distintas para o cálculo de tal parâmetro, sendo uma para ventos fracos (abaixo de 1,25 m/s) e outra para ventos intensos (acima de 1,25 m/s).

A Equação 5 evidencia como o cálculo da convecção forçada para ventos intensos é realizado (Nascimento (2020)).

$$q_{c2} = K_a \times 0,754 \times N_{Re}^{0,6} \times k_f \times (T_s - T_a) \quad (5)$$

Por fim, tem-se a variável q_r . Tal perda está ligada diretamente ao aspecto físico-constutivo do material condutor. Segundo a Equação 6, seu cálculo está relacionado ao diâmetro, à emissividade e à temperatura do condutor, assim como à temperatura ambiente.

$$q_r = 17,8 \times \epsilon \times D_o \times \left[\left(\frac{T_s + 273}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_a + 273}{100} \right)^4 \right] \quad (6)$$

Em consonância ao descrito em Perin (2009), é adotado $\epsilon = 0.85$ para condutores de alumínio oxidado.

Tomando como base tais informações, estabelece-se um cenário base com valores pré-fixados e então alteram-se determinadas variáveis, uma por vez, a fim de saber qual é o real impacto nos condutores. O cabo utilizado nas simulações foi o *Aluminium Conductor Steel Reinforced (ACSR)*. Os parâmetros estabelecidos no cenário padrão podem ser apreciados na Tabela 1.

Tabela 1. Valores dos parâmetros para o cenário padrão.

Parâmetro	Módulo	[SI]
Corrente Elétrica (I)	300	[A]
Velocidade dos Ventos (V_w)	0,61	[m/s]
Emissividade (ϵ)	0,8	—
Absorção solar (α)	0,8	—
Temperatura ambiente (T_a)	25	[°C]
Diâmetro do material condutor (D_o)	0,0281	[m]
Resistência do cabo a 25°C (R_{25})	$7,283 \times 10^{-5}$	[Ω/m]
Coefficiente de temperatura do alumínio (α_{Al})	0,0039	[K ⁻¹]
Ângulo azimutal da linha (Z_l)	90	[°]
Ângulo de elevação (H_e)	0	[m]
Densidade do ar (ρ_f)	1,029	[Kg/m ³]
Viscosidade do ar (μ_f)	$2,043 \times 10^{-5}$	[Kg/ms]
Condutividade térmica do ar (K_f)	0,02945	[W/m°C]
Fator de incidência dos ventos (ϕ)	90	[°]
Ângulo de altitude do Sol (H_c)	49	[°]
Fluxo calórico solar (Q_s)	1027	[W/m]
Ângulo azimutal do Sol (Z_c)	172,5	[°]

O valor padrão da temperatura do condutor (T_s) pode ser calculado ao se substituir as variáveis da Tabela 1 na Equação 2. Seu resultado é aproximadamente $T_s = 41,18$ °C. A seguir, destacam-se os principais parâmetros do cenário base.

2.1 Parâmetro Corrente Elétrica

Inicialmente, atribuiu-se à corrente elétrica (I) uma condição variável, enquanto se mantiveram os valores padrões como invariáveis. Novamente, graças à Equação 2 é possível analisar a variação da temperatura do cabo em função da corrente (Fig. 1).

A característica do gráfico exposto na Fig. 1 é condizente com o resultado esperado, visto que, quanto mais elevado o módulo da corrente elétrica, mais elevada será a temperatura do cabo. Neste caso em específico, a corrente elétrica foi alterada de 0 a 1.000 A, gerando uma variação de temperatura de, respectivamente, 37 °C a 75 °C.

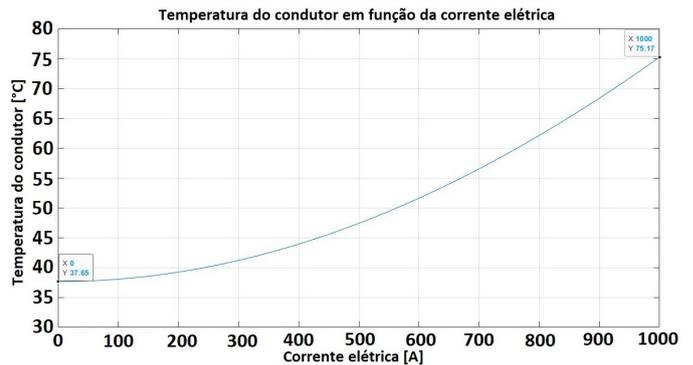


Figura 1. T_s em Função de I .

É importante ressaltar que essa análise de variação de temperatura em função da corrente se dá em regime estacionário. Dessa forma, variações transitórias, como curto-circuitos, por terem uma curta duração de tempo, não implicam efeitos significativos na temperatura, e, conseqüentemente, na resistência da LT.

2.2 Parâmetro Temperatura Ambiente

Neste momento, a temperatura ambiente (T_a) será considerada variável.

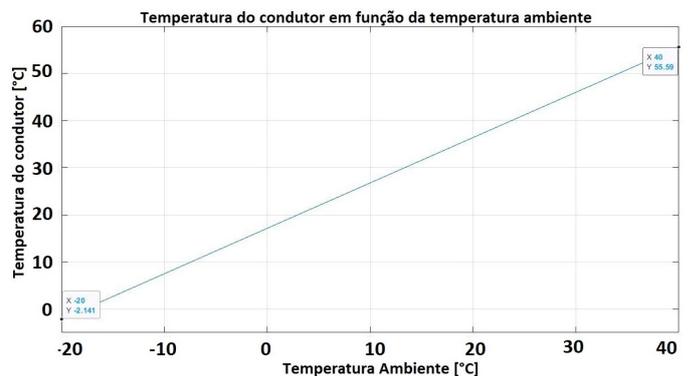


Figura 2. T_s em Função de T_a .

Na simulação realizada, mudou-se T_a de -20 °C a 40 °C e, de acordo a Fig. 2, os resultados de T_s alcançados foram, aproximadamente, -2 °C e 55 °C.

A apuração obtida foi conforme o esperado, já que a temperatura (tanto a do condutor, quanto a ambiente) tem relação linear.

2.3 Parâmetro Velocidade do Vento

A variável a ser analisada é a velocidade do vento (V_w). Usando a Equação 2, obtém-se o impacto da variação de V_w sobre T_s . Esse cálculo não é de natureza trivial, pois existem três diferentes formas de se calcular q_c , uma apenas para condições sem ventos, e as outras duas para situações onde o vento se faz presente (diferenciando ventos fracos e fortes), conforme Equação 5.

Preliminarmente, T_s foi calculado para uma condição onde não há vento, obtendo-se $T_s = 52,67$ °C. Esperava-se um elevado valor de T_s , já que não há uma convecção forçada de calor.

Em seguida, realizou-se a mesma análise para uma condição de ventos fracos. Por fim, analisou-se a situação de ventos fortes, que está na magnitude de $V_w > 1,25$ m/s. A Fig. 3 revela que V_w varia entre 1,25 m/s a 6,00 m/s, ao passo que T_s variou entre 37,20 °C a 30,38 °C.

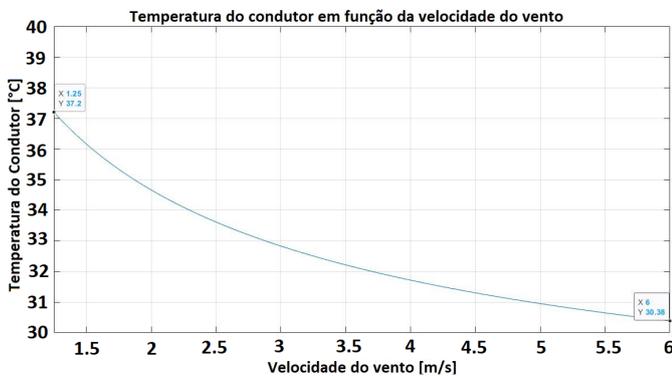


Figura 3. T_s em Função de V_w .

2.4 Parâmetro Ângulo de Incidência do Vento

Neste momento, foi analisada a variação do ângulo de incidência do vento (ϕ) em relação ao eixo do condutor. Tal variável exerce influência direta no cálculo de K_a . A variável K_a , no que lhe diz respeito, tem relação direta de proporcionalidade à perda de calor por convecção forçada.

Conforme a Fig. 4, o ângulo ϕ foi variado de 0° a 90°, e, conseqüentemente, os resultados de T_s calculados foram, respectivamente, 53,9 °C e 41,1 °C, nas extremidades.

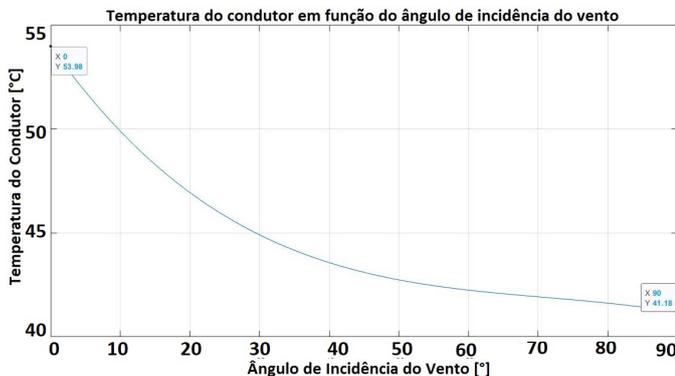


Figura 4. T_s em Função de ϕ .

O resultado final foi congruente com o previsto, já que a mínima temperatura T_s obtida aconteceu quando os ventos incidiram ortogonalmente ao eixo do condutor.

De maneira oposta, em cenários onde os ventos incidem de forma paralela ao eixo do cabo condutor, T_s alcança seu valor máximo. Tal fenômeno pode ser corroborado ao se calcular o fator K_a , pois valores de ϕ próximo a 0° resultam em uma baixa magnitude de tal fator.

2.5 Parâmetro Ângulo de Azimute da Linha

O ângulo de azimute da linha exerce influência direta no cálculo de q_s . Posteriormente, a variável Z_l foi alterada de 0° a 360°, ocasionando uma variação máxima de 3 °C na temperatura do condutor, sendo portanto, uma oscilação de temperatura de aproximadamente 7,4% (Fig. 5). É ressaltado que a temperatura máxima foi de $T_s = 41,23$ °C e a mínima $T_s = 38,18$ °C.

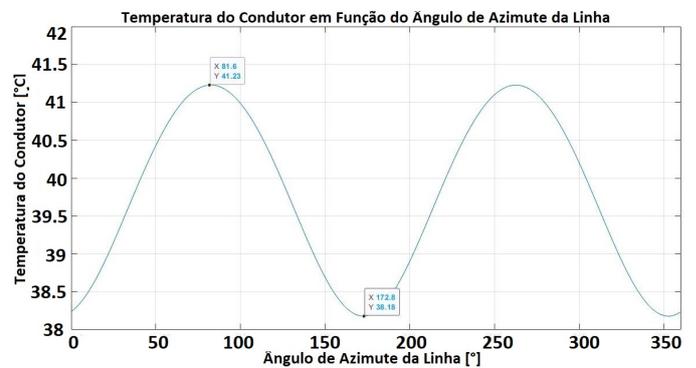


Figura 5. T_s em Função de Z_l .

À frente dos efeitos térmicos explicitados, fez-se necessária a implementação de um relé que é capaz de corrigir a impedância da linha utilizando os parâmetros citados anteriormente como variáveis de entrada. Na Seção 3, o modo de atuação do relé proposto é melhor explicado.

3. SOLUÇÃO PROPOSTA DA MODELAGEM COMPUTACIONAL

O modelo foi implementado no *Simulink* com o objetivo de simular a lógica de atuação de um relé de impedância, uma categoria existente dentre os relés de distância.

Inicialmente, criou-se um subsistema que realizava o cálculo da impedância corrigida da linha Conforme a Fig. 6, nota-se um bloco responsável por armazenar os parâmetros de entrada que foram explicitados na seção anterior (*Vel. Vento; Ângulo Phi; Temp Ambiente; Corrente; Ângulo de azimute da LT e; Resistência da LT*). Tais parâmetros servirão como informações de entrada do bloco “Calcula Valor de T_s ”.

Por sua vez, o sinal de saída de tal bloco é utilizado como parâmetro de entrada do bloco “Resistência Corrigida”.

Conforme a Fig. 6 retrata, têm-se duas saídas no subsistema: uma com o valor da impedância da LT corrigida, e outra com o valor sem a adequada correção. Através da Fig. 7, nota-se o subsistema anterior em destaque.

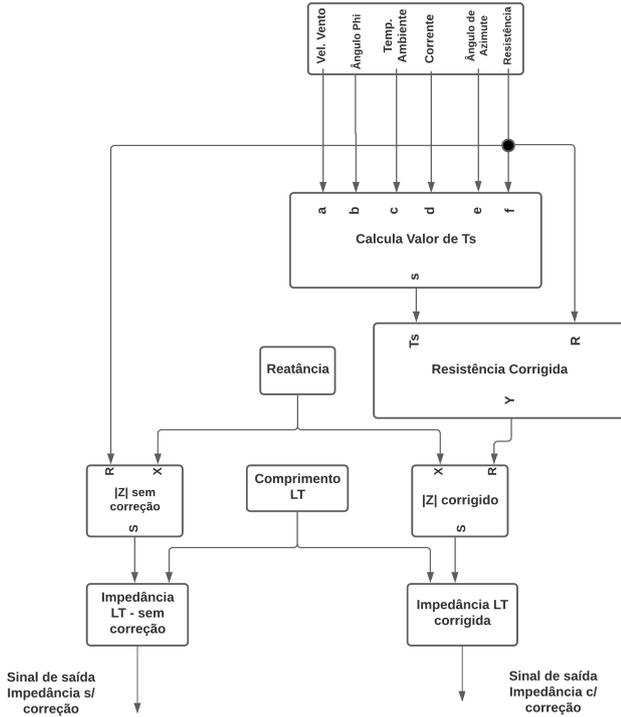


Figura 6. Subsistema que corrige a impedância da LT.

Os sinais de saída percorrem caminhos semelhantes, pois ambos passam por um bloco que contém o percentual da linha de transmissão protegida pelo relé, e em seguida são corrigidos pela relação RTC/RTP . Por fim, compara-se tal valor de impedância com o valor da impedância da falta, o qual é inserido manualmente, para fins de teste.

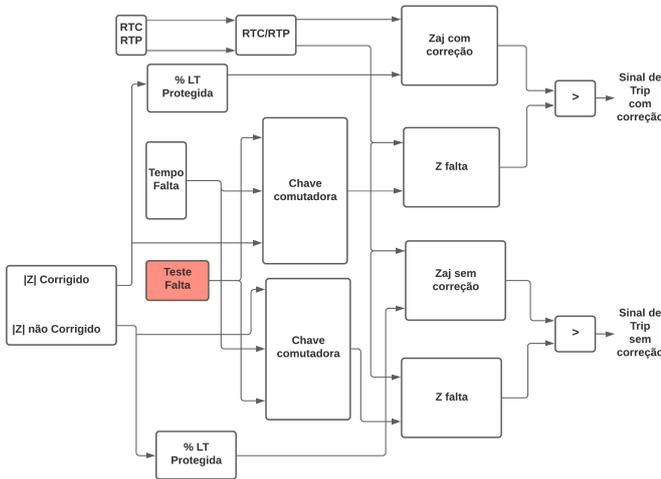


Figura 7. Parte Geral.

É importante frisar que o sistema foi elaborado para simular uma falta aos 2 segundos. Assim, nesse instante de tempo, se o valor da impedância lida for mais baixo que o ajuste, um sinal (*trip*) será enviado.

O bloco “Calcula Valor de T_s ” recebe alguns parâmetros de entrada, e a partir deles, envia um sinal de saída que contém o valor de T_s .

A lógica básica da programação está exposta no Algoritmo 1 e 2.

Algoritmo 1 Função s .

```

1: procedure  $s(V_w, phi, T_a, I, Z_l, R)$ 
2:    $k_f \leftarrow 2.95 \times 10^{-4}$ 
3:    $epsilon \leftarrow 0.8$ 
4:    $D_o \leftarrow 2.81 \times 10^{-2}$ 
5:    $rho_f \leftarrow 1.029$ 
6:    $alpha \leftarrow 0.8$ 
7:    $mi_f \leftarrow 2.043 \times 10^{-5}$ 
8:    $Q_s \leftarrow 1.027 \times 10^3$ 
9:    $Z_c \leftarrow 1.725 \times 10^2$ 
10:   $H_c \leftarrow 49$ 
11:   $theta \leftarrow acosd(cosd(H_c) \times cosd(Z_c - Z_l))$ 
12:   $Nre \leftarrow ((D_o \times rho_f \times V_w)/mi_f)$ 
13: end procedure

```

Algoritmo 2 Função Complementar.

```

1: procedure  $T_s(r)$ 
2:    $k_{angle} \leftarrow 1.194 - cosd(phi) + 0.194 \times cosd(2 \times phi) + 0.368 \times$ 
    $sind(2 \times phi)$ 
3:    $q_j \leftarrow R \times I^2$ 
4:    $q_s \leftarrow alpha \times Q_s \times sind(theta) \times D_o$ 
5:    $B \leftarrow 17.8 \times D_o \times epsilon$ 
6:   if  $V_w > 1.25$  then
7:      $A = k_{angle} \times 0.754 \times Nre^{0.6} \times k_f$ 
8:   else
9:      $A = k_{angle} \times (1.01 + 1.35 \times Nre^{0.52}) \times k_f$ 
10:  end if
11:   $p = [B/1.0 \times 10^8; B \times 273/2.5 \times 10^7; B \times 223587/5.0 \times 10^7 + 2.5 \times$ 
    $10^7 \times A]/2.5 \times 10^7; ((B \times 5.554571841 \times 10^9/1.0 \times 10^8); -q_j - q_s -$ 
    $A \times T_a - B \times ((T_a + 273)/100^4)]$ 
12:   $r \leftarrow roots(p)$ 
13:  if  $imag(r(1,1)) == 0$  then
14:     $T_s \leftarrow real(r(1,1))$ 
15:  else if  $imag(r(2,1)) == 0$  then
16:     $T_s \leftarrow real(r(1,1))$ 
17:  else if  $imag(r(3,1)) == 0$  then
18:     $T_s \leftarrow real(r(3,1))$ 
19:  else
20:     $T_s \leftarrow real(r(4,1))$ 
21:  end if
22:   $s = T_s$ 
23: end procedure

```

Segundo a Fig. 6, a saída “s” do bloco “Calcula valor de T_s ” serve como parâmetro de entrada para o bloco “Resistência corrigida”.

Para este bloco, executa-se o Algoritmo 3.

Algoritmo 3 Função f_{cn} .

```

1: procedure  $f_{cn}(T_s, R)$ 
2:    $alpha = 3.9 \times 10^{-3}$  ▷ coeficiente de dilatação do Al
3:    $y = R \times (1 + alpha \times (T_s - 25))$ 
4: end procedure

```

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os autores analisaram diferentes cenários ao variar parâmetros como velocidade do vento (V_w), temperatura ambiente (T_a), corrente elétrica (I), e ângulo de incidência dos ventos (ϕ). Sabe-se que a elevação do módulo da corrente elétrica e da temperatura ambiente são diretamente proporcionais à elevação da temperatura do condutor. Portanto, propondo-se uma situação com valores elevados de corrente elétrica e temperatura ambiente, é esperado também uma grande magnitude da temperatura do condutor. Por consequência, a elevação da temperatura do condutor resultaria também no aumento de sua resistência elétrica.

Isso é fundamental para verificar a conduta e precisão de atuação do relé de distância.

Em contrapartida, variáveis como velocidade do vento e ângulo de incidência dos ventos são inversamente proporcionais à temperatura do condutor. Assim, uma situação com ventos exorbitantes (incidindo ortogonalmente ao cabo) acarretaria uma diminuição da temperatura do condutor, e, então, uma redução na magnitude de sua resistência elétrica.

Alguns parâmetros são fixos em todos os cenários propostos, sendo eles:

- Resistência (R) = $7,283 \times 10^{-5} \text{ ohm}/m$;
- Reatância Indutiva (X_L) = $1,4 \times 10^{-5} \text{ ohm}/m$;
- Comprimento da LT = 100 km ;
- Percentual da LT protegido = 90% e;
- Ângulo de Azimute da LT (Z_L) = 90° .

4.1 Primeiro Cenário

Os parâmetros adotados nessa situação foram selecionados no intuito de decrescer a temperatura do condutor, o que acarreta uma diminuição da impedância corrigida da LT quando comparada à real. Em sequência, estão dispostos os parâmetros de entrada utilizados nessa etapa da simulação: $I = 100 \text{ A}$; $T_a = -20^\circ\text{C}$; $V_w = 3 \text{ m/s}$ e; $\phi = 90^\circ$.

A partir de tais entradas, por meio do equacionamento desenvolvido na Seção 2, obteve-se o valor de T_s , e, em sua posse, foi possível averiguar a nova resistência da LT. Feito isso, foi encontrado o valor da impedância corrigida da LT, assim como seu valor original, para a oportuna comparação. A impedância não corrigida da linha foi de $Z = 7,42 \Omega$, enquanto a impedância ajustada pelo sistema de correção foi de $Z_{correto} = 6,35 \Omega$. É notório que ocorreu uma redução considerável na impedância da LT – aproximadamente 15% de redução.

O ajuste para a proteção instantânea é fixado no intuito de cobrir 90% da LT, então, conforme a Fig. 8, os ajustes seguem as Equações 7 e 8:

$$Z_{aj1} = 7,42 \times 0,90 = 6,67 \Omega \quad (7)$$

$$Z_{aj2} = 6,35 \times 0,90 = 5,71 \Omega \quad (8)$$

onde: Z_{aj1} exprime o ajuste da impedância sem correção, e Z_{aj2} exprime o ajuste da impedância com correção.

Destarte, fica claro que, se acontecer uma falta com impedância caracterizada como $Z_{aj2} < Z_F < Z_{aj1}$, o relé de uma LT sem correção atuaria pela zona instantânea, quando, em verdade, deveria atuar pela zona temporizada. Tal ocorrência está evidenciada na Fig. 8. Na ocorrência de um curto-circuito com impedância $Z_{falta} = 6,33 \Omega$, o sistema sem correção sensibilizou o Relé de distância ($Trip=1$), acarretando assim a inoperância da LT em sua totalidade. Em contrapartida, o sistema com a correção proposta não foi acionado – o $trip$ de atuação do relé permaneceu em seu estado de princípio ($Trip=0$).

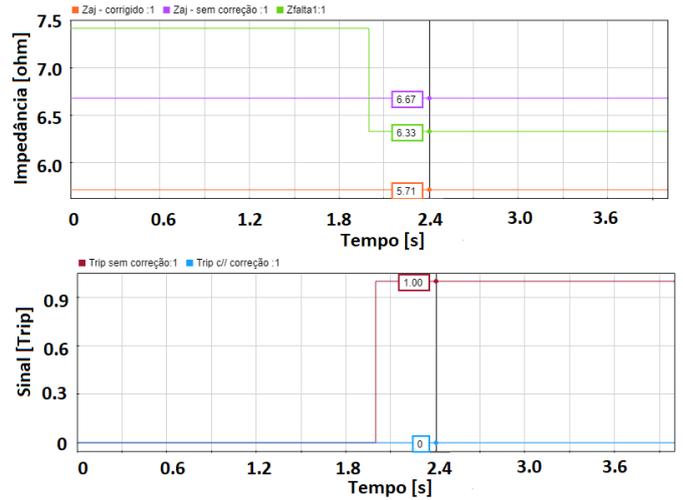


Figura 8. Primeira Situação.

4.2 Segundo Cenário

Agora, os parâmetros utilizados resultaram numa elevação da temperatura do condutor, ocasionando assim uma elevação na impedância da LT. Tais parâmetros foram: $I = 700 \text{ A}$; $T_a = 30^\circ\text{C}$; $V_w = 0,61 \text{ m/s}$ e; $\phi = 10^\circ$.

A simulação aponta uma grande alteração na impedância da LT. A magnitude da nova impedância foi de $Z_{correto} = 8,85 \Omega$. A impedância original não se alterou, ou seja, $Z = 7,42 \Omega$. Percentualmente, notou-se uma elevação de 20% (aproximadamente) em seu módulo. Para se calcular os ajustes dos relés, utiliza-se as Equações 9 e 10:

$$Z_{aj1} = 7,42 \times 0,90 = 6,67 \Omega \quad (9)$$

$$Z_{aj2} = 8,85 \times 0,90 = 7,96 \Omega \quad (10)$$

Logo, na hipótese da ocorrência de um surto com $Z_{aj1} < Z_{falta} < Z_{aj2}$, o relé de uma LT sem correção não se sensibilizaria pela primeira zona, mesmo sendo uma situação de atuação instantânea. Tal situação pode ser apreciada na Fig. 9.

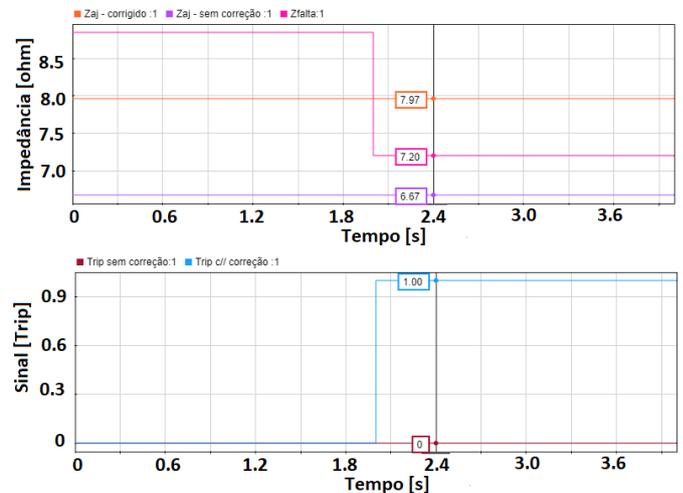


Figura 9. Segunda Situação.

onde: as linhas roxa, laranja e rosa representam, respectivamente, a impedância de ajuste sem correção, o ajuste corrigido, e a impedância de falta (todas em Ω). As linhas azul e marrom, por sua vez, representam respectivamente o sinal de trip ativado e o sinal de trip inativo.

Observando a Fig. 9, infere-se que, na ocorrência de um surto com impedância $Z_{falta} = 7,2 \Omega$, o sistema proposto sensibilizaria o Relé de distância instantaneamente, desabilitando a LT e garantindo a proteção do sistema de forma adequada. O sistema padrão, por sua vez, não seria sensibilizado instantaneamente, e sim pelas zonas temporizadas.

Tal situação se mostra muito nociva ao sistema elétrico, pois certas faltas exigem a atuação instantânea do relé de distância.

4.3 Terceiro Cenário

Como visto nas seções iniciais, devido à relação linear entre a extensão da linha e a impedância, o relé de distância é capaz de localizar onde ocorreu a falta com uma precisão satisfatória. Assim, a simulação, agora, visa avaliar a precisão do relé ao desempenhar a função de localizar onde ocorreu o curto-circuito.

Os parâmetros adotados são idênticos aos do cenário anterior e, portanto, a elevação da temperatura, e o valor da impedância corrigida, também serão idênticas às expostas anteriormente. Conforme a Fig. 10, a impedância de falta simulada tem magnitude aproximada de $Z_F = 2,7 \Omega$.

Pode-se observar que ambos relés acionaram o sinal de *Trip*, em virtude de $Z_F < Z_{aj1} < Z_{aj2}$. Todavia, o enfoque desta simulação não é avaliar a atuação do relé, mas sim sua capacidade de localizar, com exatidão, o trecho de ocorrência da falta.

Como exposto no início desta seção, a extensão da LT é de 100 km e o sistema de proteção é ajustado para proteger 90% do trecho. Então, o cálculo feito pelo relé a fim de localizar a que distância ocorreu a falta é explicitado na Equação 11.

$$D = \frac{Z_F \times 90\%}{Z_{aj}} \times 100 \quad (11)$$

Segundo a Fig. 10, $Z_{aj1} = 6,7 \Omega$.

onde: as linhas roxa, laranja e rosa representam, respectivamente, a impedância de ajuste sem correção, o ajuste corrigido, e a impedância de falta (todas em Ω). As linhas azul e marrom, por sua vez, representam o sinal de trip ativo.

Utilizando-se tal valor na Equação 11, obtém-se $D = 36,2 \text{ km}$. Também extrai-se do mesmo gráfico que $Z_{aj2} = 8,0 \Omega$. Mais uma vez, ao se substituir tal valor na Equação 11, o resultado da distância é $D = 30,3 \text{ km}$. A diferença de precisão entre o sistema corrigido e o convencional foi de cerca de 6 km . Portanto, como a LT fictícia é de 100 km de extensão, essa variação representaria uma imprecisão de aproximadamente 6%.

Assim, pôde-se analisar, graficamente, a importância de um bom ajuste de precisão do relé de distância. Por

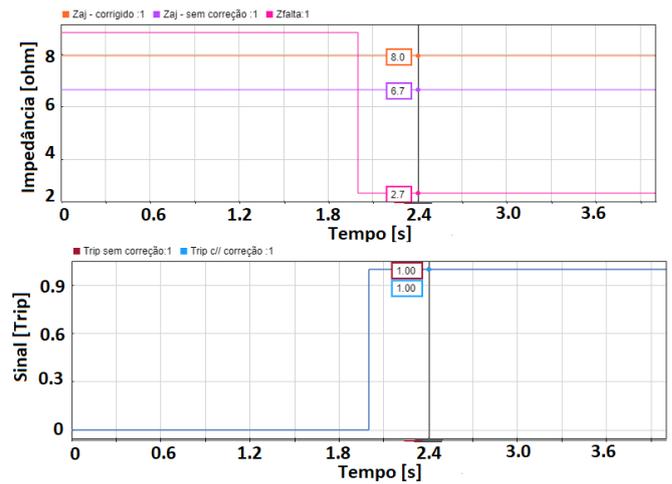


Figura 10. Terceira Situação.

meio das Figuras 8, 9 e 10, foi possível analisar situações onde a impedância de ajuste real era menor do que se esperava, ocasionando assim o desligamento indevido da LT; também houve a situação onde a impedância de ajuste é maior do que a esperada, acarretando a não operação do sistema de proteção. Por fim, a última situação analisada visava avaliar a precisão de um relé sem ajuste em detectar a localização da falta.

5. CONCLUSÃO

Este trabalho científico pretendeu entender melhor como as condições climáticas modificam os parâmetros de uma LT. A preocupação com essas alterações se justificam, tendo em vista que, para se fazer o ajuste adequado do relé de distância, necessita-se do valor correto da impedância da LT. Em seguida, foram expostos, de maneira exaustiva, como diferentes fatores ambientais influenciam a temperatura do cabo, e, conseqüentemente, alteram a impedância da LT. Finalmente, a teoria foi investigada por meio de simulações digitais e documentada neste artigo científico, onde foi possível observar cenários de divergência de atuação entre um relé de distância comum e um relé de distância com a devida correção realizada no estudo desenvolvido pelos autores.

Destacaram-se três cenários peculiares trabalhados na Seção 3, dos quais, dois são extremamente maléficos à performance da LT: ou os equipamentos de proteção eram acionados de forma indevida, ou deixavam de operar quando a situação assim exigia. Além disso, ficou comprovado que, ainda que o relé sem a devida correção opere de maneira correta em algumas situações, sua precisão ao sinalizar a localização da falta seria inaceitável, visto que as simulações expuseram erros de aproximadamente 6% ao se analisar tal quesito.

Portanto, pôde-se ter ciência da importância deste artigo, pois nele é apresentado um algoritmo computacional que ajusta o relé de distância alterando algumas condições ambientais e evitando a atuação indevida em LTs. Assim, é possível garantir mais confiabilidade à rede elétrica. Técnicas de Inteligência Artificial como em Momesso et al. (2020), Bernardes (2018), Momesso et al. (2018) e Bottura et al. (2014) poderão ser aplicadas no futuro.

REFERÊNCIAS

- Amasifen, J.C.C., Cunha, A.P., and Junior, F..P. (2014). Evolutionary algorithm for network reconfiguration in distribution systems considering thermal operational conditions. *J Control Autom Electr Syst*.
- Anderson, P.M. (1995). *Analysis of Faulted Power Systems*. Wiley-IEEE Press, EUA, 1 edition.
- Bernardes, W.M.S. (2018). *Análise da proteção de sistemas de energia elétrica utilizando técnicas modernas de otimização heurística*. Ph.D. thesis, Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos. doi:10.11606/T.18.2018.tde-10122018-134438.
- Bhattarai, B.P., Gentle, J.P., McJunkin, T., Hill, P.J., Myers, K.S., Abboud, A.W., Renwick, R., and Hengst, D. (2018). Improvement of transmission line ampacity utilization by weather-based dynamic line rating. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 33(4), 1853–1863.
- Bockarjova, M. and Andersson, G. (2007). Transmission line conductor temperature impact on state estimation accuracy. In *2007 IEEE Lausanne Power Tech*, 701–706.
- Bottura, F.B., Bernardes, W.M.S., Oleskovicz, M., Asada, E.N., Souza, S.A., and Ramos, M.J. (2014). Coordination of directional overcurrent relays in meshed power systems using hybrid genetic algorithm optimization. In *12th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2014)*, 1–6. Copenhagen, Denmark.
- Carvalho, H., Queiroz, G., and Fakury, R.H. (2016). Experimental evaluation of the wind effects on an operating power transmission tower. *REM - International Engineering Journal*, 69, 325 – 331.
- Chen, L., Zhang, H., Wu, Q., and Terzija, V. (2018). A numerical approach for hybrid simulation of power system dynamics considering extreme icing events. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(5), 5038–5046.
- Chen, P. and Kezunovic, M. (2017). Weather variation and climate change impacts on power system. In *2017 IEEE Power Energy Society General Meeting*, 1–5.
- CIGRÉ (2014). Guide for thermal rating calculations of overhead lines - WG B2.42. 1–95.
- Dabbaghjamanesh, M., Kavousi-Fard, A., Mehraeen, S., Zhang, J., and Dong, Z.Y. (2020). Sensitivity analysis of renewable energy integration on stochastic energy management of automated reconfigurable hybrid AC–DC microgrid considering DLR security constraint. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 16(1), 120–131.
- Fan, F., Bell, K., and Infield, D. (2019). Transient-state real-time thermal rating forecasting for overhead lines by an enhanced analytical method. *Electric Power Systems Research*, 167, 213 – 221.
- Fernandez, E., Albizu, I., Bedialauneta, M., Mazon, A., and Leite, P. (2016). Review of dynamic line rating systems for wind power integration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 53, 80 – 92.
- IEEE (2013). IEEE standard for calculating the current-temperature relationship of bare overhead conductors. *IEEE Std 738-2012*, 1–72.
- Jiang, J.A., Wang, J.C., Wu, H.S., Lee, C.H., Chou, C.Y., Wu, L.C., and Yang, Y.C. (2020). A novel sensor placement strategy for an IoT-based power grid monitoring system. *IEEE Internet of Things Journal*, 7(8), 7773–7782. doi:10.1109/JIOT.2020.2991610.
- Momesso, A.E.C., Bernardes, W.M.S., and Asada, E.N. (2018). Fuzzy-based non-communicating adaptive overcurrent relay. *IFAC-PapersOnLine*, 51(28), 315 – 320. 10th IFAC Symposium on Control of Power and Energy Systems - CPES.
- Momesso, A.E.C., Bernardes, W.M.S., and Asada, E.N. (2020). Adaptive directional overcurrent protection considering stability constraint. *Electric Power Systems Research*, 181, 106190. doi:https://doi.org/10.1016/j.epr.2019.106190.
- Morozovska, K. and Hilber, P. (2017). Study of the monitoring systems for dynamic line rating. *Energy Procedia*, 105, 2557 – 2562.
- Nascimento, D.A. (2020). Effect of environmental conditions considering the IEEE 738 Standard on the adjustment of distance relays in transmission lines. Bachelor in Electrical Engineering, Federal University of Uberlândia, Minas Gerais.
- Paladhi, S. and Pradhan, A.K. (2018). Adaptive Zone-1 setting following structural and operational changes in power system. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 33(2), 560–569. doi:10.1109/TPWRD.2017.2728682.
- Panteli, M., Mancarella, P., Hu, X., Cotton, I., Calverley, D., Wood, R., Pickering, C., Wilkinson, S., Dawson, R., and Anderson, K. (2015). Impact of climate change on the resilience of the UK power system. In *IET International Conference on Resilience of Transmission and Distribution Networks (RTDN) 2015*, 1–6.
- Perin, A.L. (2009). *Development of an equipment to emissivity measurement*. Master's thesis, School of Engineering, Federal University of Rio Grande do Sul, Porto Alegre.
- Pyrgou, A., Santamouris, M., and Livada, I. (2019). Spatiotemporal analysis of diurnal temperature range: Effect of urbanization, cloud cover, solar radiation, and precipitation. *Climate*, 7(7). doi:10.3390/cli7070089.
- Qu, M., Wan, J., and Hao, X. (2014). Analysis of diurnal air temperature range change in the continental united states. *Weather and Climate Extremes*, 4, 86 – 95.
- Rao, H.V.G., Prabhu, N., and Mala, R.C. (2020). Adaptive distance protection for transmission lines incorporating sssc with energy storage device. *IEEE Access*, 8, 156017–156026. doi:10.1109/ACCESS.2020.3019173.
- Tasdighi, M. and Kezunovic, M. (2016). Automated review of distance relay settings adequacy after the network topology changes. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 31(4), 1873–1881.
- Teixeira, D.A. (2017). *Linha de Transmissão Aérea Compacta: Seleção dos Cabos e Posicionamento ótimo dos Feixes de Condutores*. Ph.D. thesis, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte.
- Tsimtsios, A.M., Safigianni, A.S., and Nikolaidis, V.C. (2019). Generalized distance-based protection design for DG integrated MV radial distribution networks — Part I: Guidelines. *Electric Power Systems Research*, 176, 105949.
- Van Dyke, P., Havard, D., and Laneville, A. (2008). *Effect of Ice and Snow on the Dynamics of Transmission Line Conductors*, 171–228. Springer Netherlands, Dordrecht.
- Wydra, M., Kubaczynski, P., Mazur, K., and Ksiezopolski, B. (2019). Time-aware monitoring of overhead transmission line sag and temperature with LoRa communication. *Energies*, 12(3). doi:10.3390/en12030505.